

## Resultados CPFL 3T22

Energia para um futuro  
mais sustentável

# Resultados CPFL 3T22

- ✓ **Ebitda** de **R\$ 2.967 milhões**, alta de **14,3%**
- ✓ **Lucro Líquido** de **R\$ 1.419 milhões**, redução de **1,2%**
- ✓ Investimentos de **R\$ 1.606 milhões**, alta de **72,4%**
- ✓ Dívida Líquida de **R\$ 22,0 bilhões** e alavancagem de **1,92x Dívida Líquida/EBITDA**
- ✓ Redução de **43,3%** na PDD atingindo **0,90%** da Receita de Fornecimento
- ✓ OPA de Deslistagem da **CPFL Transmissão**: lançada em 19 de outubro e leilão será realizado em **18 de novembro**
- ✓ **CPFL Geração** exerceu o Direito de Preferência para **adquirir 3,4%** das ações da **Enercan**
- ✓ **CPFL Soluções** assinou o **Projeto Allegra**, com **CAPEX de R\$ 70 milhões** e contrato de O&M de **R\$ 300 milhões** por 15 anos
- ✓ **CPFL Energia** conquistou o Prêmio "**Melhores da Dinheiro**" e 1ª colocação na categoria **ESG** do anuário "**Época Negócios 360°**" dentre empresas do setor elétrico

**Videoconferência em português com tradução Simultânea para o inglês (Q&A Bilíngue)**

Sexta-feira, 11 de novembro de 2022 – 11h00 (BRT), 09h00 (ET)

**Plataforma Zoom – Clique para se inscrever:**

[https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN\\_mpRL-Kj8SXCNiVpfxNHwa](https://us02web.zoom.us/webinar/register/WN_mpRL-Kj8SXCNiVpfxNHwa)

**Relações com Investidores**

ri@cpfl.com.br

(+55) 19 3756.8458/8887

www.cpfl.com.br/ri

## MENSAGEM DO PRESIDENTE

Chegamos ao final do 3º trimestre de 2022 comemorando 1 ano da aquisição da CPFL Transmissão. Muito já foi feito para a implantação do modelo de negócio da CPFL Energia. Revisamos os contratos, buscando maior eficiência e redução de custos. Quitamos as dívidas em dólar com os bancos de fomento e substituímos por debêntures a um custo padrão CPFL. Mudamos a sede para um local moderno e que nos permite implantar a cultura corporativa mais rapidamente. Identificamos diversas oportunidades de investimentos, que nos permitirão ampliar a receita no futuro. Alguns resultados já podem ser vistos e outros ainda virão, mas algo é certo: nossas expectativas foram superadas!

Em setembro/22 também demos um passo no segmento de Geração. Exercemos nosso direito de preferência, pós leilão da CEEE-G, para aquisição de 3,4% das ações da UHE Campos Novos (Enercan). O *closing* deve ocorrer nos próximos dias e assim passaremos a consolidar 100% desse ativo em nossas demonstrações financeiras.

Outro ponto importante que preciso destacar é o Capex que estamos realizando. Apenas neste trimestre, fizemos investimentos no total de R\$ 1,6 bilhão, com crescimento de 72,4% em relação ao mesmo período do ano passado. Já são R\$ 4,2 bilhões nos primeiros 9 meses do ano, 57,4% a mais que o mesmo período de 2021. Cerca de 85% desse montante foi destinado à Distribuição, em ativos que irão compor a base de remuneração no próximo ciclo de revisão tarifária, que se inicia em 2023.

Quanto aos resultados, passados nove meses de 2022 compartilho os ótimos números do Grupo CPFL no período: EBITDA de R\$ 8,5 bilhões, um crescimento de 27,8%, e Lucro Líquido de R\$ 3,8 bilhões, alta de 9,1%. No trimestre, o EBITDA cresceu 14,3% para R\$ 3,0 bilhões, puxado principalmente pelo segmento de Transmissão, em especial a CPFL Transmissão, que passou a ser consolidada no grupo em outubro de 2021. No segmento de Geração, o menor volume gerado nos parques eólicos, por conta de um vento mais fraco, foi compensado por um bom resultado vindo dos reajustes contratuais ligados à inflação e pelo menor GSF. No segmento de Distribuição, os resultados permaneceram no mesmo patamar de 2021. Apesar do efeito positivo dos reajustes tarifários, observamos uma redução do ativo financeiro da concessão devido a deflação dos últimos meses. Destaque para a PDD, que reduziu 43,3%, favorecida por uma redução de cerca de 20% na tarifa média dos consumidores, em função da retirada da bandeira escassez hídrica e da redução do ICMS.

Adicionalmente, do lado financeiro, continuamos praticando nossa disciplina financeira. Finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 4,1 bilhões e a dívida líquida da CPFL Energia alcançou 1,92 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros. Com relação aos dividendos, vale lembrar que ainda pagaremos o valor de R\$ 1.868 milhões, ou R\$ 1,62/ação, até 30 de dezembro de 2022.

No âmbito ESG, gostaria de dizer que a Companhia segue em busca das melhores práticas. Em especial, neste trimestre, gostaria de comentar sobre o Projeto Allegra, onde a CPFL Soluções irá participar de todo processo de modernização do Complexo Pacaembu. Neste projeto teremos um CAPEX de R\$ 70 milhões onde aplicaremos tecnologias para a redução do consumo, geração própria, carregadores de veículos elétricos e equipamentos preventivos para os casos de interrupção do fornecimento de energia e/ou picos de consumo. A CPFL Soluções também será a responsável pela

operação e manutenção do complexo por 15 anos, com um contrato de cerca de R\$ 300 milhões.

Por fim, encerro essa mensagem destacando a excelência com que o grupo CPFL vem executando seu trabalho, com foco nos investimentos e eficiência operacional, sem deixar de lado nossa forte governança corporativa e a disciplina financeira necessária para garantir a geração de valor a todos os *stakeholders*. Dessa forma, seguiremos construindo o futuro do grupo CPFL no setor elétrico do Brasil.

**Gustavo Estrella**

Presidente da CPFL Energia

Indicadores (R\$ Milhões)	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Carga na Área de Concessão - GWh	16.721	17.061	-2,0%	51.877	52.284	-0,8%
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.789	16.823	-0,2%	51.931	52.064	-0,3%
Mercado Cativo	9.590	10.164	-5,6%	30.515	32.194	-5,2%
Cliente Livre	7.199	6.659	8,1%	21.416	19.870	7,8%
Receita Operacional Bruta	13.245	15.666	-15,5%	40.622	40.854	-0,6%
Receita Operacional Líquida	10.006	11.190	-10,6%	28.618	28.291	1,2%
EBITDA <sup>(1)</sup> consolidado	2.967	2.596	14,3%	8.458	6.616	27,8%
Distribuição	1.499	1.535	-2,3%	5.185	4.045	28,2%
Geração	1.080	1.215	-11,2%	2.509	2.566	-2,2%
Transmissão <sup>(2)</sup>	374	(123)	-	714	(96)	-
Comercialização, Serviços & Outros	14	(32)	-	49	100	-50,9%
Lucro Líquido	1.419	1.436	-1,2%	3.844	3.523	9,1%
Dívida Líquida <sup>(3)</sup>	(21.957)	(15.948)	37,7%	(21.957)	(15.948)	37,7%
Dívida Líquida / EBITDA <sup>(3)</sup>	1,92	1,77	8,9%	1,92	1,77	8,9%
Investimentos <sup>(4)</sup>	1.606	932	72,4%	4.163	2.646	57,4%

Notas:

- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 3.1 deste relatório;
- (2) Inclui a CPFL Transmissão;
- (3) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração e na CPFL Transmissão;
- (4) Não inclui obrigações especiais.

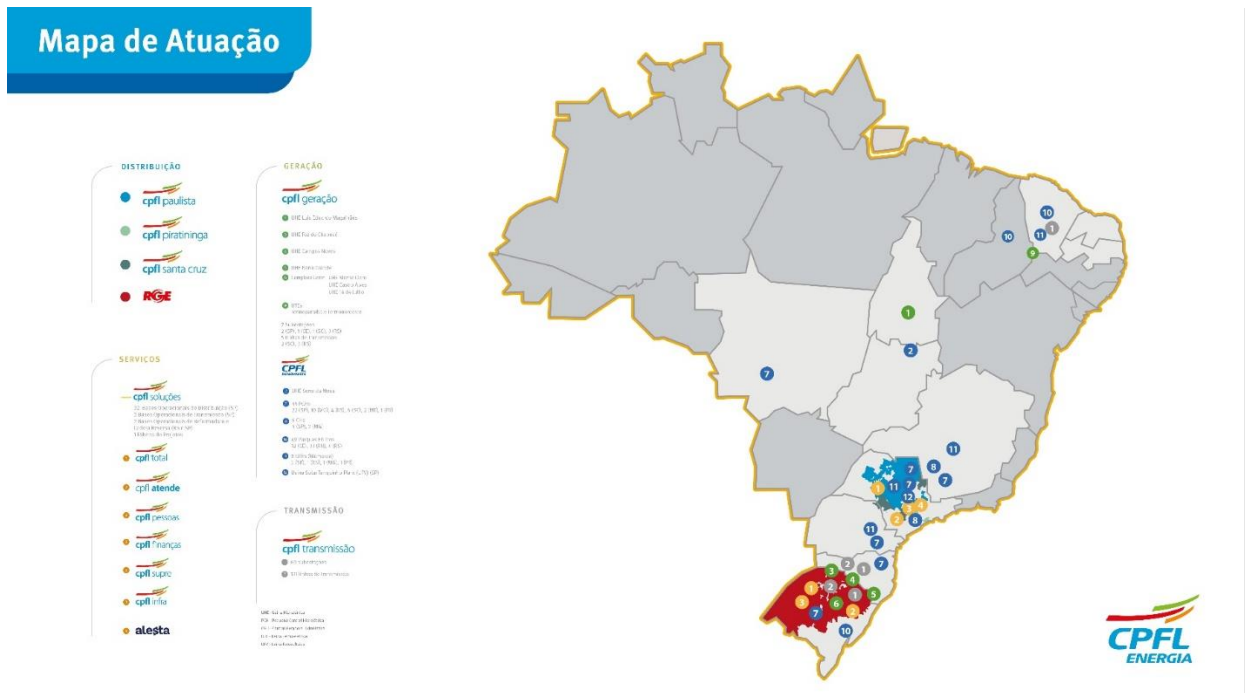
## ÍNDICE

<b>1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA .....</b>	<b>4</b>
<b>2) DESEMPENHO OPERACIONAL .....</b>	<b>7</b>
2.1) Distribuição .....	7
2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão .....	7
2.1.2) Vendas na Área de Concessão .....	7
2.1.3) Perdas .....	9
2.1.4) DEC e FEC.....	9
2.1.5) Inadimplência .....	10
2.2) Geração .....	11
2.2.1) Capacidade Instalada .....	11
2.2.2) Projetos em operação e em construção .....	12
2.3) Comercialização.....	12
2.4) Transmissão .....	13
2.4.1) CPFL Transmissão.....	13
2.4.2) Portfólio Demais Transmissoras .....	13
<b>3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA .....</b>	<b>14</b>
3.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	14
3.2) Endividamento.....	23
3.2.1) Dívida no Critério IFRS .....	23
3.2.2) Dívida no Critério dos Covenants Financeiros .....	26
3.3) Investimentos .....	27
3.3.1) Investimentos Realizados .....	27
3.3.2) Investimentos Previstos.....	28
<b>4) MERCADO DE CAPITAIS .....</b>	<b>29</b>
4.1) Desempenho das Ações .....	29
4.2) Volume Médio Diário .....	29
<b>5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG .....</b>	<b>30</b>
5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024) .....	30
5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano.....	30
<b>6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS.....</b>	<b>34</b>
6.1) Segmento de Distribuição.....	34
6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	34
6.1.2) Eventos Tarifários .....	44
6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços .....	46
6.3) Segmento de Geração.....	47
6.4) Segmento de Transmissão .....	54
6.4.1) CPFL Transmissão.....	54
6.4.1.1) Temas Regulatórios.....	54
6.4.1.2) Resultados Regulatórios .....	58
6.4.1.3) Principais Diferenças - Regulatório x IFRS.....	62
<b>7) ANEXOS .....</b>	<b>63</b>

# 1) PERFIL DA EMPRESA E ESTRUTURA SOCIETÁRIA

## Área de Atuação

A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços, com presença em 11 Estados de todas as regiões do país.



A CPFL é a segunda maior distribuidora em volume de energia vendida, com 14% de participação no mercado nacional, atendendo cerca de 10,3 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.385 MW de capacidade instalada, é a quarta maior geradora privada do país, estando entre os líderes em geração renovável, com atuação em fontes hidrelétrica, solar, eólica e biomassa. Com a aquisição da CPFL Transmissão, em outubro de 2021, o grupo passou a atuar de forma relevante também no segmento de Transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria.

## Estrutura Societária

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co., Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.



**STATE GRID**  
CORPORATION OF CHINA

83,71%



**Free Float**

16,29%

Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização
<ul style="list-style-type: none"> <li>cpfl paulista 100%</li> <li>cpfl piratinga 100%</li> <li>cpfl santa cruz 100%</li> <li>RGE<sup>1</sup> 100%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Jaguari Geração 100%</li> <li>Paulista Lajeado 59,93%</li> <li>Investco 5,94%</li> <li>cpfl geração 100%</li> <li>Ceran 65%</li> <li>Enercan 48,72%</li> <li>Epasa 53,34%</li> <li>Foz do Chapecó 51%</li> <li>CPFL RENOVÁVEIS<sup>4</sup></li> <li>UHE Serra da Mesa<sup>3</sup> 51,54%</li> <li>BAESA 25,01%</li> <li>Demais controladas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>cpfl cone sul<sup>5</sup> 100%</li> <li>cpfl transmissão<sup>6</sup> 99,26%</li> <li>cpfl Piracicaba<sup>7</sup> 100%</li> <li>cpfl Morro Agudo<sup>7</sup> 100%</li> <li>cpfl Maracanaú<sup>7</sup> 100%</li> <li>cpfl Sul I<sup>7</sup> 100%</li> <li>cpfl Sul II<sup>7</sup> 100%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>cpfl brasil<sup>2</sup> 100%</li> <li>cpfl sul geradora 99,95%</li> <li>cpfl Brasil Varejista 100%</li> <li>cpfl meridional 100%</li> <li>cpfl planalto</li> </ul> <p><b>Serviços</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>cpfl serviços<sup>2</sup> 100%</li> <li>cpfl atende 100%</li> <li>alesta<sup>8</sup> 100%</li> <li>cpfl total 100%</li> <li>cpfl finanças 100%</li> <li>cpfl infra 100%</li> <li>cpfl pessoas 100%</li> <li>cpfl supre 100%</li> <li>cpfl eficiência<sup>2</sup> 100%</li> <li>cpfl GD 100%</li> </ul>

Base: 30/09/2022

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços + CPFL Eficiência;
- (3) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Furnas;
- (4) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (49,1502%) e pela CPFL Geração (50,8498%);
- (5) A CPFL Cone Sul é subsidiária da CPFL Brasil;
- (6) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Cone Sul (99,26%, a partir de 08/04/2022);
- (7) A CPFL Piracicaba, CPFL Morro Agudo, CPFL Maracanaú, CPFL Sul I e CPFL Sul II são consolidadas na CPFL Geração;
- (8) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%), e pela CPFL Brasil (0,01%).

### Edital de Oferta Pública de Aquisição de Ações Ordinárias e Preferenciais de Emissão da CPFL-T ("Edital") ("OPA")

Em 19 de outubro de 2022, foi publicado Edital contendo todos os termos e condições da Oferta Pública (OPA) de aquisição de ações de emissão da CPFL Transmissão, a ser realizada pela CPFL Comercialização de Energia Cone Sul Ltda., para conversão de registro de companhia aberta da CPFL Transmissão como emissora de valores mobiliários, da categoria "A" para a categoria "B".



O registro da OPA e a autorização para sua realização foram concedidos pela CVM por meio do Ofício nº 528/2022/CVM/SER/GER-1, de 10 de outubro de 2022.

Ainda, conforme indicado no Edital, o leilão da OPA será realizado na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão no dia 18 de novembro de 2022.

Para mais detalhes, favor consultar os fatos relevantes e comunicados ao mercado, disponíveis no [site de RI](#).

### Governança Corporativa

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia é baseado nos 4 princípios básicos do Sistema de Governança Corporativa no Brasil: transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

A Administração da CPFL Energia é formada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

O Conselho de Administração é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios do Grupo CPFL, sendo composto por 7 membros (sendo 2 membros independentes), cujo prazo de mandato é de 2 anos, com possibilidade de reeleição. Possui 5 comitês de assessoramento que auxiliam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, sendo eles: (i) Comitê de Auditoria (não estatutário); (ii) Comitê de Partes Relacionadas; (iii) Comitê de Pessoas; (iv) Comitê de Finanças e Gestão de Risco; e (v) Comitê de Estratégia, Crescimento, Inovação e ESG.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente e 8 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho de Administração em linha com as diretrizes de governança corporativa.

A CPFL Energia possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros efetivos e igual número de suplentes, todos com mandato de 1 ano, com possibilidade de reeleição, cuja função é desempenhar um papel de fiscalização independente dos administradores e com objetivo de preservar o valor da organização.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no [site de RI](#).

### Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece que seja distribuído anualmente como dividendo, no mínimo, 50% do lucro líquido ajustado<sup>1</sup>. Tal política possui natureza meramente indicativa, com o fim de sinalizar ao mercado o tratamento que a Companhia pretende dispensar à distribuição de dividendos aos seus acionistas, possuindo, portanto, caráter programático, não vinculativo à Companhia ou a seus órgãos sociais. A Política de Distribuição de Dividendos está disponível no [site de RI](#).

---

<sup>1</sup> Ela também estabelece os fatores que influenciarão nos valores das distribuições, bem como demais fatores considerados relevantes pelo Conselho de Administração e pelos acionistas. Destaca ainda que, certas obrigações constantes dos contratos financeiros da Companhia podem limitar o valor dos dividendos e/ou dos juros sobre o capital próprio que poderão ser distribuídos.

## 2) DESEMPENHO OPERACIONAL

### 2.1) Distribuição

#### 2.1.1) Carga líquida de perdas na área de concessão

Carga na Área de Concessão - GWh						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Mercado Cativo	9.455	10.221	-7,5%	30.206	32.068	-5,8%
Cliente Livre	7.266	6.840	6,2%	21.671	20.216	7,2%
<b>Total</b>	<b>16.721</b>	<b>17.061</b>	<b>-2,0%</b>	<b>51.877</b>	<b>52.284</b>	<b>-0,8%</b>

#### 2.1.2) Vendas na Área de Concessão

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T22	3T21	Var.	Part.	9M22	9M21	Var.	Part.
Mercado Cativo	9.590	10.164	-5,6%	57,1%	30.515	32.194	-5,2%	58,8%
Cliente Livre	7.199	6.659	8,1%	42,9%	21.416	19.870	7,8%	41,2%
<b>Total</b>	<b>16.789</b>	<b>16.823</b>	<b>-0,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>51.931</b>	<b>52.064</b>	<b>-0,3%</b>	<b>100,0%</b>

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	3T22	3T21	Var.	Part.	9M22	9M21	Var.	Part.
Residencial	4.905	5.019	-2,3%	29,2%	15.551	15.759	-1,3%	29,9%
Industrial	6.685	6.472	3,3%	39,8%	19.557	19.321	1,2%	37,7%
Comercial	2.618	2.492	5,1%	15,6%	8.542	7.980	7,0%	16,4%
Outros	2.581	2.840	-9,1%	15,4%	8.282	9.005	-8,0%	15,9%
<b>Total</b>	<b>16.789</b>	<b>16.823</b>	<b>-0,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>51.931</b>	<b>52.064</b>	<b>-0,3%</b>	<b>100,0%</b>

Notas:

1) Os valores de vendas na área de concessão por distribuidora podem ser consultados na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#);

2) A partir do 1T22, as vendas na área de concessão passaram a incluir também os montantes distribuídos a outras concessionárias e permissionárias, que fazem uso da rede das distribuidoras da CPFL Energia ("Uso D"), de tal forma que os montantes do mercado livre foram alterados em todo o histórico.

Destacam-se no **3T22**, na área de concessão:

- **Classe Residencial (29,2% das vendas totais):** queda de 2,3%, pressionada principalmente pelo aumento da geração distribuída (GD). Outro fator que afetou negativamente o trimestre foi o efeito temperatura, que este ano foi mais expressivo do que o mesmo período do ano passado. Para contrabalançar esses efeitos, houve impacto positivo de macroeconomia, além do crescimento vegetativo das unidades residenciais;
- **Classe Industrial (39,8% das vendas totais):** alta de 3,3%, associada principalmente ao cenário econômico, que vem se mostrando mais estável a partir do 2T22. Crescimento puxado principalmente pelos setores alimentícios e de borracha e plástico;
- **Classe Comercial (15,6% das vendas totais):** crescimento de 5,1%, principalmente pelo avanço na reabertura do comércio pós-pandemia. Além disso, outro fator que impactou positivamente esse segmento foram os efeitos da Resolução Normativa (REN) Aneel nº 1000/2021, que determinou a revisão cadastral das unidades consumidoras, especialmente consumidores rurais e públicos, que recebem benefícios tarifários, recadastrando-os como comerciais em caso de não comprovação do atendimento dos critérios para receber o benefício tarifário;
- **Classe Outros (15,4% das vendas totais):** redução de 9,1%, atribuída principalmente ao efeito de pluviometria, devido ao alto volume de chuvas ocorrido na área rural da RGE e CPFL Paulista, além dos efeitos da REN Aneel nº 1000/2021, conforme explicação acima.



Ademais, a migração de permissionárias para a Rede Básica novamente apresentou impacto nessa classe.

Destacam-se nos **9M22**, na área de concessão:

- **Classe Residencial (29,9% das vendas totais):** redução de 1,3%, afetada sobretudo pelo aumento da GD. Em contrapartida, houve um efeito positivo de temperatura, principalmente na RGE, além de crescimento vegetativo na classe;
- **Classe Industrial (37,7% das vendas totais):** aumento de 1,2%, resultado melhor que a média da produção industrial brasileira, que apresentou uma queda de 1,09% em comparação ao período de janeiro a setembro de 2021;
- **Classe Comercial (16,4% das vendas totais):** crescimento de 7,0%, afetado pela reabertura da economia frente à melhora nos indicadores da COVID-19. Além disso, houve o efeito da REN Aneel nº 1000/2021 impactando positivamente a classe, conforme explicado anteriormente. Por outro lado, registramos maior impacto negativo da GD;
- **Classe Outros (15,9% das vendas totais):** redução de 8,0%, especialmente devido às migrações de permissionárias, além do efeito da REN Aneel nº 1000/2021 e do maior volume de chuvas ocorridos na RGE e CPFL Paulista no 3T22.

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Residencial	4.905	5.019	-2,3%	15.551	15.759	-1,3%
Industrial	1.038	1.099	-5,6%	3.035	3.325	-8,7%
Comercial	1.671	1.672	-0,1%	5.509	5.471	0,7%
Outros	1.977	2.373	-16,7%	6.421	7.639	-15,9%
<b>Total</b>	<b>9.590</b>	<b>10.164</b>	<b>-5,6%</b>	<b>30.515</b>	<b>32.194</b>	<b>-5,2%</b>

Nota: Os valores de vendas no mercado cativo por distribuidora podem ser consultados na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

Cliente Livre - GWh						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Industrial	5.648	5.373	5,1%	16.522	15.996	3,3%
Comercial	947	819	15,6%	3.033	2.508	20,9%
Outros	604	467	29,3%	1.861	1.366	36,2%
<b>Total</b>	<b>7.199</b>	<b>6.659</b>	<b>8,1%</b>	<b>21.416</b>	<b>19.870</b>	<b>7,8%</b>

Nota: A partir do 1T22, as vendas na área de concessão passaram a incluir também os montantes distribuídos a outras concessionárias e permissionárias, que fazem uso da rede das distribuidoras da CPFL Energia ("Uso D"), de tal forma que os montantes do mercado livre foram alterados em todo o histórico.

### 2.1.3) Perdas

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia foi de 8,55% nos 12 meses findos em set/22, comparado a 8,82% em set/21, apresentando uma redução de 0,27 p.p. Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento, em ambos os exercícios, a redução de perdas seria de 0,39% (8,89% em set/21 vs. 8,49% em set/22), indicando uma melhora nesse indicador.

Perdas Acumuladas em 12 Meses <sup>1</sup>						
	Set-21	Dez-21	Mar-22	Jun-22	Set-22	ANEEL
<b>CPFL Energia</b>	8,82%	8,71%	8,79%	8,76%	8,55%	<b>8,19%</b>
CPFL Paulista	9,09%	9,02%	9,32%	9,05%	8,76%	<b>8,36%</b>
CPFL Piratininga	7,65%	7,40%	7,43%	7,43%	7,47%	<b>6,51%</b>
RGE	9,47%	9,30%	9,11%	9,52%	9,29%	<b>9,17%</b>
CPFL Santa Cruz	7,42%	7,78%	7,55%	7,39%	6,82%	<b>8,29%</b>

Nota: De acordo com os critérios definidos pela Agência Reguladora (ANEEL). Para a CPFL Piratininga e RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta.

O grupo CPFL Energia busca continuamente a redução das perdas, com foco no combate às perdas não técnicas, em um robusto plano de blindagem de medição e de rede em 2022.

Desde 2020, quando se iniciou o plano de blindagem, foram realizadas 1,5 mil blindagens de clientes grupo A com conjuntos de medição, 67,2 mil blindagens do grupo B com Caixas Blindadas e 13,7 mil regularizações de consumidores clandestinos.

Além disto, as principais realizações do 3T22 foram:

- (i) Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- (ii) Mapeamento das perdas de energia através de microbalanços;
- (iii) Realização de 312,5 mil inspeções em unidades consumidoras;
- (iv) Substituição de mais de 16,1 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos eletrônicos;
- (v) Visita em 38,4 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- (vi) Disciplina de mercado através da publicação de 323 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

### 2.1.4) DEC e FEC

O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Indicadores DEC								
Distribuidora	Indicadores DEC							ANEEL <sup>1</sup>
	2018	2019	2020	2021	3T21	3T22	Var. %	
CPFL Energia	8,62	8,83	7,66	7,52	7,91	7,11	-10,1%	n.d
CPFL Paulista	6,17	6,72	6,81	6,21	6,93	5,56	-19,8%	<b>6,77</b>
CPFL Piratininga	5,94	6,49	5,83	5,95	6,58	5,04	-23,4%	<b>6,21</b>
RGE <sup>2</sup>	14,44	14,01	10,83	10,84	10,62	11,07	4,2%	<b>10,76</b>
CPFL Santa Cruz <sup>3</sup>	6,01	5,56	4,89	5,66	5,37	5,39	0,4%	<b>8,13</b>

Indicadores FEC								
Distribuidora	FEC (interrupções)							ANEEL <sup>1</sup>
	2018	2019	2020	2021	3T21	3T22	Var. %	
CPFL Energia	4,68	4,93	4,54	4,40	4,69	4,02	-14,3%	n.d
CPFL Paulista	4,03	4,38	4,27	4,24	4,63	3,74	-19,2%	<b>5,47</b>
CPFL Piratininga	3,89	4,34	4,32	4,13	4,75	3,66	-22,9%	<b>5,15</b>
RGE <sup>2</sup>	6,10	6,25	5,27	4,83	4,83	4,76	-1,4%	<b>7,69</b>
CPFL Santa Cruz <sup>3</sup>	5,09	4,25	3,68	4,21	4,26	3,54	-16,9%	<b>6,92</b>

Notas:

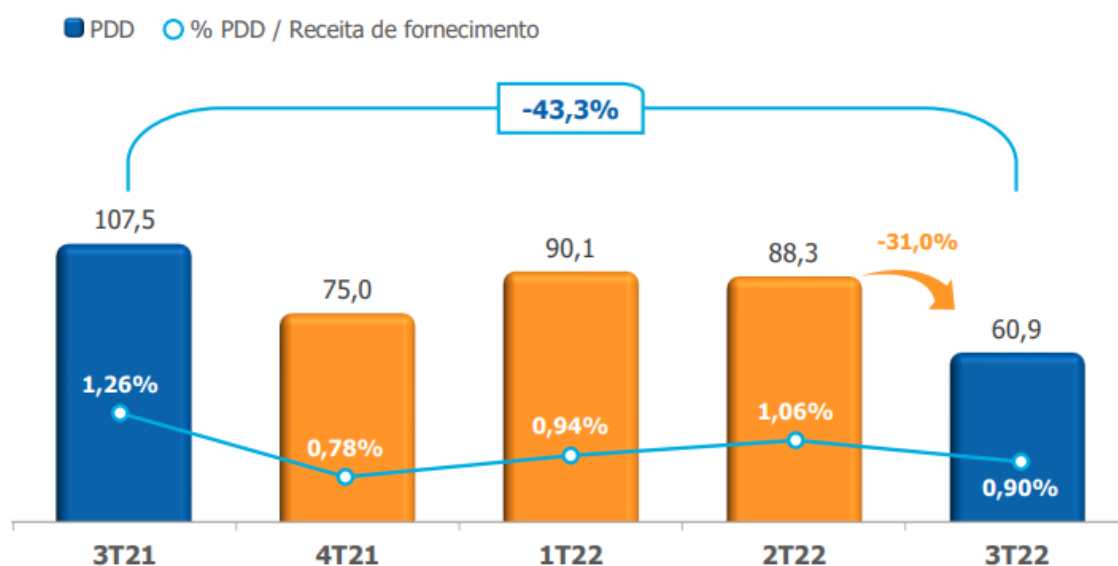
(1) Limite da ANEEL;

(2) Desde 2019, as concessões da RGE e RGE Sul foram unificadas, tornando-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos;

(3) Desde 2018, as concessões da CPFL Santa Cruz, Sul Paulista, Mococa, Jaguari e Leste Paulista tornaram-se uma única distribuidora para fins de apuração de indicadores técnicos.

No consolidado das distribuidoras, o valor anualizado do DEC e do FEC no 3T22 foi menor do que no 3T21 (-10,1% e -14,3%, respectivamente). Esses melhores resultados podem ser atribuídos à contínua busca por melhoria por parte da CPFL na sua operação, seja através de novos investimentos quanto de uma forte operação de manutenção na sua rede. O único desvio ocorreu no indicador de DEC da RGE devido ao volume de chuvas, muito acima do habitual, ocorridas em julho e agosto deste ano.

### 2.1.5) Inadimplência



A PDD apresentou reduções de 31,0% (R\$ 27 milhões) no 3T22, em relação ao 2T22, e de 43,3% (R\$ 47 milhões), em relação ao 3T21.

Na comparação do índice de PDD/Receita bruta de fornecimento registramos 0,90%, uma leve melhora em relação ao 1,26% no 3T21, mas ainda acima da média histórica de 0,7-0,8%. Como componentes que impulsionaram esse resultado, destacam-se: (i) redução da alíquota de ICMS; (ii) retirada da bandeira "escassez hídrica"; (iii) aumento da massa de renda real.

Nos 9M22 tivemos uma redução da PDD de 8,4% (R\$ 22 milhões) em relação aos 9M21. Na relação PDD/Receita bruta de fornecimento, temos uma queda no indicador, que registrou 0,97% nos 9M22 contra 1,08% nos 9M21. Apesar do cenário macroeconômico ainda pouco favorável, as medidas destacadas acima contribuíram para o controle de inadimplência.

Além disso, a CPFL vem mantendo alto volume de ações de cobrança, tendo como destaque:

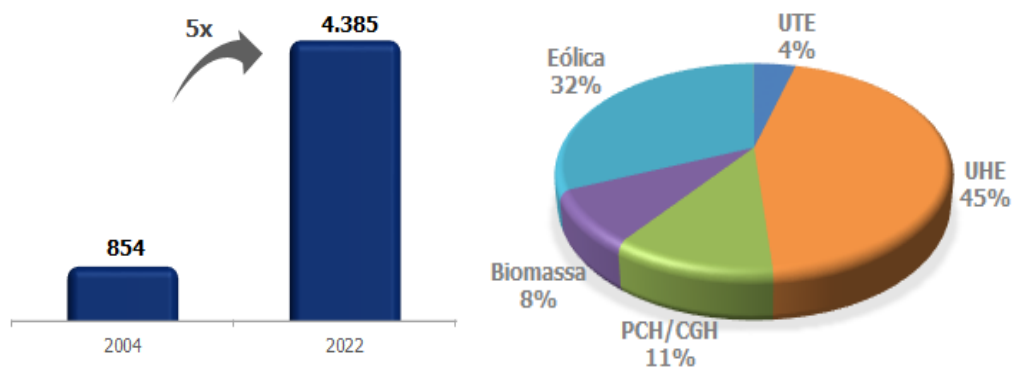
- (i) Manutenção da volumetria de ações de cobrança, com realização de 696 mil cortes no 3T22, totalizando 1.845 mil no acumulado 2022;
- (ii) Refinamento do algoritmo de priorização de ação de cobrança, com análise do histórico de pagamento de cada cliente, para definição da melhor ação de cobrança, baseado no seu *score* de probabilidade de pagamento da fatura.

## 2.2) Geração

### 2.2.1) Capacidade Instalada

Em 30 de setembro de 2022, a capacidade instalada da Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, é de 4.385 MW.

#### Capacidade Instalada (MW)



Nota: Gráfico de abertura por fonte não considera 1 MW de Geração Solar da Usina Tanquinho.

## 2.2.2) Projetos em operação e em construção

Em MW	Portfólio						Total
	UTE	UHE	PCH/CGH	Biomassa	Eólica	Solar	
Em operação	182	1.966	475	370	1.391	1	4.385
Em construção	-	-	28	-	-	-	28
Em desenvolvimento	-	-	96	-	1.764	2.539	4.399
<b>Total</b>	<b>182</b>	<b>1.966</b>	<b>599</b>	<b>370</b>	<b>3.155</b>	<b>2.540</b>	<b>8.812</b>

Em 30 de setembro de 2022, o portfólio de projetos do segmento de Geração (considerando a participação da CPFL Energia em cada empreendimento) totalizava 8.812 MW de capacidade instalada. As usinas em operação totalizam 4.385 MW, compreendendo 8 UHEs (1.966 MW), 49 parques eólicos (1.391 MW), 48 PCHs e CGHs (475 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW), 2 UTEs (182 MW) e 1 usina solar (1 MW).

Ainda está em construção a PCH Lucia Cherobim (28 MW). Adicionalmente, possuímos projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 4.399 MW.

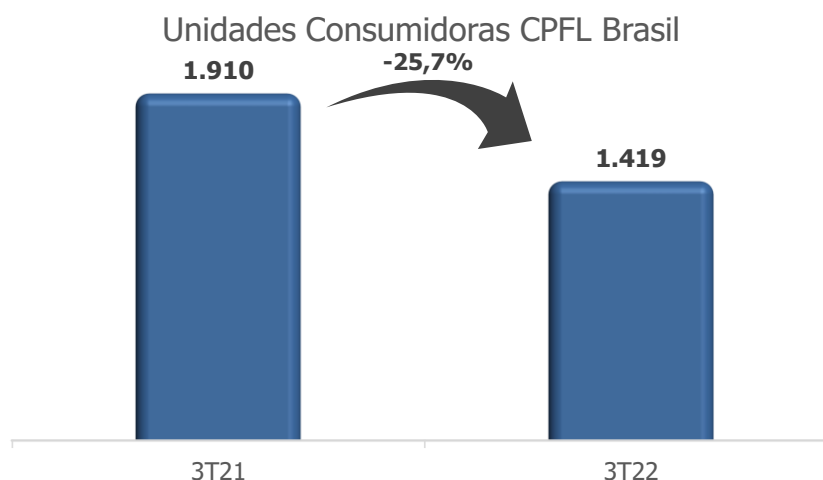
### PCH Lucia Cherobim

A PCH Lucia Cherobim, projeto localizado no Estado do Paraná, tem previsão de entrada em operação em 2024. Em setembro de 2022, o avanço físico realizado do projeto era de 21,22%. A capacidade instalada é de 28,0 MW e a garantia física é de 16,6 MW médios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova (A-6) de 2018 (preço: R\$ 239,78/MWh – set/22).

## 2.3) Comercialização

### Número de Unidades Consumidoras

Em set/22, o número de unidades consumidoras da CPFL Brasil foi de 1.419, uma redução de 25,7% em relação ao mesmo período de 2021. Isso ocorreu devido a um menor volume de contratos celebrados para o ano de 2022.



## 2.4) Transmissão

### 2.4.1) CPFL Transmissão

#### Portfólio

Portfólio - CPFL TRANSMISSÃO									
Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL -T	Status Operacional	Data de Conclusão	Índice de Reajuste	RAP 2021-2022 (R\$ milhões)	RAP 2022-2023 (R\$ milhões)	RAP Prevista
055/2001	31/12/2002	31/12/2042	100%	Operacional	-	IPCA	832	918	-
080/2002	18/12/2002	18/12/2032	100%	Operacional	-	IGP-M	20	22	-
004/2021	31/03/2021	31/03/2051	100%	Em construção	2024	IPCA	-	-	11
TESB	27/07/2011	27/07/2041	94%	Em construção	2022	IPCA	18	28	14
ETAU	18/12/2002	18/12/2032	10%	Operacional	-	IGP-M	51	57	-
TPAE	19/11/2009	19/11/2039	10%	Operacional	-	IPCA	10	11	-

#### ENS – Energia Não Suprida (MWh)

O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade. No 3T22, o ENS totalizou 193,74 MWh vs. 111,13 MWh no 3T21, aumento de 74,3%, justificado principalmente pelo evento ocorrido na Linha de Transmissão 138 kV Erechim 1/Passo Fundo, o qual resultou em um total de ENS de 65,33 MWh. No 3T22, a contabilização relativa à Energia Não Suprida de Alimentadores, que passou a ser mensurada somente em 2022, totalizou 3,73 MWh. Expurgando esse efeito, a variação seria de 71%.

#### PVd – Parcela Variável Descontada

A Parcela Variável Descontada (PVd) consiste na relação percentual dos descontos de Parcela Variável efetivados sobre a base do Faturamento Mensal da Transmissora. Tais dados são disponibilizados mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). No 3T22, a PVd totalizou 1,150% vs. 0,742% no 3T21, aumento de 54,9%. A variação no desempenho do indicador é justificada principalmente por 2 eventos de indisponibilidade de ativos, ocorridos em 2022, que afetaram os resultados em R\$ 1,1 milhão. Vale ressaltar que a média histórica desse indicador é de 0,75%.

### 2.4.2) Portfólio Demais Transmissoras

Portfólio em Operação					
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações
Piracicaba	SP	14,1	100	Jul/15	1
Morro Agudo	SP	17,5	100	Jul/17	1
Maracanaú	CE	10,3	102,2	mai/22	1

Portfólio em Construção							
Projeto	Localização	RAP (R\$ milhões)	Capex estimado pela Aneel (R\$ milhões)	Entrada em operação	Nº subestações	KM rede	Realizado
Sul I	SC	33,5	366	Mar/24	1	320	86,53%
Sul II	RS	43,0	349	Mar/23	3	85	91,80%



### 3) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

#### 3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Receita Operacional Bruta	13.245	15.666	-15,5%	40.622	40.854	-0,6%
Receita Operacional Líquida	10.006	11.190	-10,6%	28.618	28.291	1,2%
Receita com construção de infraestrutura	1.559	798	95,4%	3.868	2.165	78,7%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>8.447</b>	<b>10.392</b>	<b>-18,7%</b>	<b>24.750</b>	<b>26.126</b>	<b>-5,3%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.613)	(6.912)	-33,3%	(13.467)	(17.078)	-21,1%
<b>Margem de Contribuição</b>	<b>3.833</b>	<b>3.480</b>	<b>10,2%</b>	<b>11.282</b>	<b>9.048</b>	<b>24,7%</b>
PMSO	(1.012)	(891)	13,6%	(3.070)	(2.515)	22,0%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(2.074)	(1.431)	44,9%	(5.470)	(3.759)	45,5%
Equivalência Patrimonial	143	206	-30,8%	385	388	-0,7%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>2.967</b>	<b>2.596</b>	<b>14,3%</b>	<b>8.458</b>	<b>6.616</b>	<b>27,8%</b>
Resultado Financeiro	(480)	(189)	153,3%	(1.560)	(320)	388,1%
Lucro Antes da Tributação	1.970	1.972	-0,1%	5.435	5.006	8,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.419</b>	<b>1.436</b>	<b>-1,2%</b>	<b>3.844</b>	<b>3.523</b>	<b>9,1%</b>

Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Transmissão	Outros	Consolidado
<b>3T22</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	1.499	1.080	374	14	<b>2.967</b>
Resultado Financeiro	(258)	(169)	(25)	(28)	<b>(480)</b>
Lucro Líquido	621	618	231	(51)	<b>1.419</b>
<b>3T21</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	1.535	1.215	(123)	(32)	<b>2.596</b>
Resultado Financeiro	(142)	(59)	(0)	12	<b>(189)</b>
Lucro Líquido	798	835	(126)	(71)	<b>1.436</b>
<b>Variação (%)</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	-2,3%	-11,2%	-	-	<b>14,3%</b>
Resultado Financeiro	81,1%	186,3%	26751,4%	-	<b>153,3%</b>
Lucro Líquido	-22,1%	-26,0%	-	-28,3%	<b>-1,2%</b>

CPFL Energia - Principais indicadores financeiros por segmento de negócio (R\$ milhões)					
	Distribuição	Geração	Transmissão	Outros	Consolidado
<b>9M22</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	5.185	2.509	714	49	<b>8.458</b>
Resultado Financeiro	(913)	(454)	(19)	(175)	<b>(1.560)</b>
Lucro Líquido	2.256	1.277	515	(204)	<b>3.844</b>
<b>9M21</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	4.045	2.566	(96)	100	<b>6.616</b>
Resultado Financeiro	(233)	(168)	(0)	81	<b>(320)</b>
Lucro Líquido	2.058	1.561	(104)	7	<b>3.523</b>
<b>Varição (%)</b>					
EBITDA <sup>1</sup>	28,2%	-2,2%	-	-50,9%	<b>27,8%</b>
Resultado Financeiro	291,7%	170,3%	23730,2%	-	<b>388,1%</b>
Lucro Líquido	9,6%	-18,2%	-	-	<b>9,1%</b>

Notas:

(1) A análise por segmento de negócio é apresentada no capítulo 6;

(2) A abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

## Efeitos não caixa, itens extraordinários e outros

Destacamos abaixo os efeitos não caixa, itens extraordinários e outros de maior relevância observados nos períodos analisados, como forma de facilitar o entendimento das variações nos resultados da Companhia.

Efeitos no EBITDA - R\$ milhões	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	(67)	271	-	676	745	-9,2%
Despesas legais e judiciais	(60)	(58)	3,1%	(186)	(121)	53,7%
Baixa de ativos	(47)	(35)	33,7%	(103)	(108)	-4,2%
Outros itens extraordinários:						
CPFL Santa Cruz - efeitos da revisão tarifária (laudo BRR)	-	-	-	-	7	-
CPFL Santa Cruz - PIS/Cofins sobre ICMS	-	-	-	-	(34)	-
CPFL Brasil - PIS/Cofins sobre ICMS	-	-	-	-	45	-
Ganho com GSF no Mercado Livre e Mercado Regulado	-	274	-	-	274	-
Maior Capex / atraso no início dos projetos <i>greenfield</i>	-	(138)	-	-	(138)	-
CPFL Piratininga - saldamento do Plano PSAP	75	-	-	75	-	-

Efeitos no EBITDA (Consolidação CPFL Transmissão) - R\$ mil	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
CPFL Transmissão - EBITDA IFRS (-) EBITDA Regulatório	114	-	-	208	-	-

Efeitos no resultado financeiro - R\$ milhões	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Marcação a mercado (MTM)	(1)	(10)	-93,3%	31	10	197,7%
CPFL Brasil - PIS/Cofins sobre ICMS	-	-	-	-	40	-
Acréscimos e multas moratórias	108	124	-13,0%	370	430	-13,9%

Nota: A abertura desses efeitos por empresa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

**Impacto da aquisição da CPFL Transmissão:** Com a consolidação dos números da CPFL Transmissão realizada a partir de 01/10/2021, os principais impactos no 3T22 e nos 9M22 na CPFL Energia foram:

- (i) de R\$ 430 milhões na receita operacional bruta, representando um aumento de 2,7% no trimestre, e de R\$ 1.187 milhões, representando um aumento de 2,9% no acumulado;
- (ii) de R\$ 336 milhões na receita operacional líquida (ex-receita de construção), representando um aumento de 3,2% no trimestre, e de R\$ 882 milhões, representando um aumento de 3,4% no acumulado;
- (iii) de R\$ 39 milhões no PMSO, representando um aumento de 4,4% no trimestre, e de R\$ 251 milhões, representando um aumento de 10,0% no acumulado;
- (iv) de R\$ 279 milhões no Ebitda, representando um aumento de 10,7% no trimestre, e de R\$ 581 milhões, representando um aumento de 8,8% no acumulado;
- (v) de R\$ 19 milhões de despesa financeira líquida, representando um aumento de 10,0% no trimestre, e R\$ 20 milhões receita financeira líquida, abatendo a variação do resultado financeiro em 6,4%, no acumulado;
- (vi) de R\$ 149 milhões no lucro líquido, representando um aumento de 10,4% no trimestre, e de R\$ 437 milhões, representando um aumento de 12,4% no acumulado.

Tais valores foram os considerados para efeitos de consolidação da CPFL Transmissão no grupo CPFL Energia no 3T22, ou seja, já refletem os efeitos da combinação de negócios. Dessa forma, os valores podem diferir daqueles apresentados nas Demonstrações Financeiras Trimestrais (ITR) do 3T22 da CPFL Transmissão.

Desconsiderando os efeitos da consolidação da CPFL Transmissão sobre o 3T22, as variações seriam conforme abaixo:

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Receita Operacional Bruta	12.815	15.666	-18,2%	39.434	40.854	-3,5%
Receita Operacional Líquida	9.637	11.190	-13,9%	27.619	28.291	-2,4%
Receita com construção de infraestrutura	1.526	798	91,3%	3.751	2.165	73,3%
<b>Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)</b>	<b>8.111</b>	<b>10.392</b>	<b>-22,0%</b>	<b>23.868</b>	<b>26.126</b>	<b>-8,6%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.614)	(6.912)	-33,3%	(13.467)	(17.078)	-21,1%
<b>Margem de Contribuição</b>	<b>3.497</b>	<b>3.480</b>	<b>0,5%</b>	<b>10.400</b>	<b>9.048</b>	<b>14,9%</b>
PMSO	(973)	(891)	9,2%	(2.819)	(2.515)	12,1%
Demais Custos e Despesas Operacionais	(1.993)	(1.431)	39,2%	(5.247)	(3.759)	39,6%
Equivalência Patrimonial	143	206	-30,7%	384	388	-1,1%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>2.688</b>	<b>2.596</b>	<b>3,5%</b>	<b>7.877</b>	<b>6.616</b>	<b>19,1%</b>
Resultado Financeiro	(461)	(189)	143,2%	(1.581)	(320)	394,4%
Lucro Antes da Tributação	1.740	1.972	-11,8%	4.889	5.006	-2,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.270</b>	<b>1.436</b>	<b>-11,6%</b>	<b>3.407</b>	<b>3.523</b>	<b>-3,3%</b>

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22.



**As explicações abaixo devem ser lidas em conjunto com os impactos, listados na página anterior, relacionados à consolidação da CPFL Transmissão, para entendimento completo dos valores reportados nas Demonstrações Financeiras Trimestrais do 3T22.**

## Receita Operacional

No 3T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 12.815 milhões, representando uma redução de 18,2% (R\$ 2.852 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 9.637 milhões no 3T22, registrando uma redução de 13,9% (R\$ 1.553 milhões).

Nos 9M22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 39.434 milhões, representando uma redução de 3,5% (R\$ 1.419 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 27.619 milhões, registrando uma redução de 2,4% (R\$ 672 milhões).

A abertura da receita operacional líquida por segmento de negócio é apresentada na tabela abaixo:

Receita Operacional Líquida Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Distribuição	8.008	9.593	-16,5%	23.606	24.208	-2,5%
Geração	1.221	1.217	0,4%	2.921	2.839	2,9%
Transmissão	213	16	1193,9%	474	112	323,7%
Comercialização	637	652	-2,3%	1.720	1.866	-7,8%
Serviços	285	217	31,2%	783	621	26,1%
Eliminações e Outros	(728)	(505)	44,0%	(1.886)	(1.356)	39,1%
<b>Total</b>	<b>9.637</b>	<b>11.190</b>	<b>-13,9%</b>	<b>27.619</b>	<b>28.291</b>	<b>-2,4%</b>

Para mais detalhes sobre a variação da receita por segmento, vide **capítulo 6 – Performance dos negócios**.

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>						
Itaipu	792	965	-17,9%	2.230	2.759	-19,1%
PROINFA	142	87	63,9%	459	272	69,0%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.973	5.463	-45,6%	8.571	12.129	-29,3%
Crédito de PIS e COFINS	(350)	(587)	-40,5%	(998)	(1.350)	-26,1%
<b>Total</b>	<b>3.558</b>	<b>5.928</b>	<b>-40,0%</b>	<b>10.263</b>	<b>13.810</b>	<b>-25,7%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>						
Encargos da Rede Básica	868	654	32,7%	2.222	2.181	1,9%
Encargos de Transporte de Itaipu	79	54	46,0%	208	224	-7,1%
Encargos de Conexão	27	68	-60,7%	76	167	-54,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	20	17	14,7%	56	48	16,8%
ESS / EER	178	290	-38,6%	993	976	1,7%
Crédito de PIS e COFINS	(116)	(99)	16,9%	(350)	(328)	6,7%
<b>Total</b>	<b>1.056</b>	<b>985</b>	<b>7,2%</b>	<b>3.204</b>	<b>3.268</b>	<b>-2,0%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.614</b>	<b>6.912</b>	<b>-33,3%</b>	<b>13.467</b>	<b>17.078</b>	<b>-21,1%</b>

### **Energia comprada para revenda**

No 3T22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.558 milhões, uma redução de 40,0% (R\$ 2.370 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 45,6% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 2.491 milhões), devido ao menor preço médio (-47,4%);
- (ii) Redução de 17,9% na energia de **Itaipu** (R\$ 172 milhões), principalmente em função da variação cambial (-15,3%);

Parcialmente compensada por:

- (iii) Redução de 40,5% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 238 milhões);
- (iv) Aumento de 63,9% no **PROINFA** (R\$ 56 milhões).

Nos 9M22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 10.263 milhões, uma redução de 25,7% (R\$ 3.547 milhões), devido principalmente a:

- (i) Redução de 29,3% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e mercado de curto prazo** (R\$ 3.558 milhões), devido ao menor preço médio (-30,3%);
- (ii) Redução de 19,1% na energia de **Itaipu** (R\$ 528 milhões), principalmente em função da variação cambial (-16,6%);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 26,1% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 352 milhões);
- (iv) Aumento de 69,0% no **PROINFA** (R\$ 187 milhões).

Quantidade física (GWh)	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Itaipu	5.081	5.239	-3,0%	7.607	7.844	-3,0%
PROINFA	476	497	-4,2%	706	755	-6,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	29.949	28.969	3,4%	43.954	43.360	1,4%
<b>Total</b>	<b>35.506</b>	<b>34.705</b>	<b>2,3%</b>	<b>52.267</b>	<b>51.959</b>	<b>0,6%</b>

Preço médio (R\$/MWh)	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Itaipu	155,90	184,11	-15,3%	293,21	351,67	-16,6%
PROINFA	299,07	174,75	71,1%	649,71	359,81	80,6%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	99,25	188,59	-47,4%	195,00	279,73	-30,3%
<b>Total</b>	<b>110,04</b>	<b>187,72</b>	<b>-41,4%</b>	<b>215,44</b>	<b>291,75</b>	<b>-26,2%</b>

### **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**

No 3T22, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.056 milhões, um aumento de 7,2% (R\$ 71 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 25,2% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 200 milhões);

Parcialmente compensado por:

- (ii) Redução de 38,6% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 112 milhões), devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 3T22 em comparação com o 3T21, devido a melhora nas condições

hidrológicas. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo de Energia de Reserva, decorrente de um PLD menor e o impacto da entrada em operação de parte das usinas contratadas nos termos do 1º Procedimento Competitivo Simplificado - PCS/MME/ANEEL;

- (iii) Aumento de 16,9% no **crédito de PIS/COFINS** (R\$ 17 milhões).

Nos 9M22, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 3.204 milhões, uma redução de 2,0% (R\$ 64 milhões), devido a:

- (i) Redução de 2,2% nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição) (R\$ 58 milhões);
- (ii) Aumento de 6,7% no **crédito de PIS/COFINS** (R\$ 22 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aumento de 1,7% nos **encargos setoriais (ESS/EER)** (R\$ 16 milhões), devido principalmente ao aumento no EER – Encargo de Energia de Reserva, decorrente de um PLD menor nesse período, parcialmente compensado pela redução do ESS – Encargo de Serviços do Sistema, em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas.

## PMSO

PMSO Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Pessoal	460	397	15,8%	1.318	1.145	15,2%
Material	133	93	43,9%	363	248	45,9%
Serviços de Terceiros	158	155	1,7%	434	462	-6,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	221	245	-9,9%	704	660	6,6%
<i>PDD</i>	<i>62</i>	<i>106</i>	<i>-41,9%</i>	<i>244</i>	<i>260</i>	<i>-6,4%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>62</i>	<i>58</i>	<i>6,6%</i>	<i>158</i>	<i>121</i>	<i>30,9%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>(42)</i>	<i>(35)</i>	<i>18,4%</i>	<i>(101)</i>	<i>(108)</i>	<i>-6,9%</i>
<i>Outros</i>	<i>139</i>	<i>116</i>	<i>19,7%</i>	<i>402</i>	<i>387</i>	<i>3,9%</i>
<b>Total PMSO</b>	<b>973</b>	<b>891</b>	<b>9,2%</b>	<b>2.819</b>	<b>2.515</b>	<b>12,1%</b>

O PMSO no 3T22 atingiu R\$ 973 milhões, um aumento de 9,2% (R\$ 82 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 15,8% (R\$ 101 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação:
- Na linha de Pessoal, a variação de 15,8% (R\$ 63 milhões) é explicada não apenas pelos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação, mas também pelo aumento no quadro de colaboradores, principalmente na CPFL Serviços (+8,5%), devido ao maior volume de obras executadas, e no segmento de Distribuição (+5,8%);
  - Em MSO, vale destacar as despesas vinculadas a frota e transporte, que apresentaram um aumento 39,3% (R\$ 18 milhões); o aumento no preço do diesel na área de concessão foi de +53,2%; gasolina e etanol mantiveram-se no mesmo patamar do 3T21;

Expurgando os efeitos de aumento de *headcount* e as despesas com frota e transporte, o PMSO ligado a inflação teria um aumento de 8,7% (R\$ 52 milhões);



- (ii) Aumento de 36,9% (R\$ 13 milhões) no opex relacionado ao Capex;
- (iii) Aumento de 18,4% (R\$ 6 milhões) na baixa de ativos;
- (iv) Aumento de 6,6% (R\$ 4 milhões) nas despesas legais e judiciais, devido ao maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (v) Aumento de 12,2% (R\$ 2 milhões) nas despesas com ações de cobrança;

Parcialmente compensados por:

- (vi) Redução de 41,9% (R\$ 44 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD). Apesar desse resultado positivo, a inadimplência continua pressionada pela conjuntura econômica desfavorável.

O PMSO nos 9M22 atingiu R\$ 2.819 milhões, um aumento de 12,1% (R\$ 304 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 13,5% (R\$ 254 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação, reflexo dos fatores indicados na explicação acima, na variação do trimestre. Expurgando os efeitos de aumento de *headcount* e as despesas com frota e transporte, o PMSO ligado à inflação teria um aumento de 7,5% (R\$ 130 milhões);
- (ii) Aumento de 30,9% (R\$ 37 milhões) nas despesas legais e judiciais devido ao maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (iii) Aumento de 33,9% (R\$ 33 milhões) no Opex relacionado ao Capex;
- (iv) Aumento de 8,8% (R\$ 5 milhões) em ações de cobrança;

Parcialmente compensado por:

- (v) Redução de 6,4% (R\$ 17 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD), refletindo a melhora observada no 3T22. Na análise do índice de PDD/Receita bruta de fornecimento, saímos do patamar de 1,08% nos 9M21 para 0,97% nos 9M22, o que indica uma melhora no volume de provisões;
- (vi) Redução de 6,9% (R\$ 7 milhões) na baixa de ativos.

## Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais Sem consolidação da CPFL Transmissão						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Custos com construção de infraestrutura	1.522	940	61,9%	3.739	2.300	62,5%
Entidade de Previdência Privada	(17)	57	-	145	170	-14,8%
Depreciação e Amortização	487	435	12,1%	1.407	1.289	9,1%
<b>Total</b>	<b>1.993</b>	<b>1.431</b>	<b>39,2%</b>	<b>5.291</b>	<b>3.760</b>	<b>40,7%</b>

O Plano PSAP Piratininga, foi descontinuado e houve a aprovação do saldamento pelo órgão regulador. Dessa forma, o plano deixou de receber novas contribuições mensais e suas premissas foram revistas de forma a contemplar o seu encerramento. Com isso, foi apurada uma receita atuarial de R\$ 75 milhões (efeito extraordinário) na linha de Entidade de Previdência Privada.

## EBITDA

No 3T22, o **EBITDA (sem CPFL Transmissão)** atingiu R\$ 2.688 milhões, registrando um aumento de 3,5% (R\$ 92 milhões), favorecido principalmente pelo bom resultado do segmento de Transmissão e Comercialização, Serviços & Outros.

Nos 9M22, o **EBITDA (sem CPFL Transmissão)** atingiu R\$ 7.877 milhões, registrando um aumento de 19,1% (R\$ 1.261 milhões), favorecido principalmente pelo bom resultado do segmento Distribuição.

O EBITDA é calculado conforme a Resolução CVM 156/22 e demonstrado na tabela abaixo:

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.270</b>	<b>1.436</b>	<b>-11,6%</b>	<b>3.407</b>	<b>3.523</b>	<b>-3,3%</b>
Depreciação e Amortização	487	435	12,1%	1.407	1.289	9,1%
Resultado Financeiro	461	189	143,2%	1.581	320	394,4%
Imposto de Renda / Contribuição Social	470	536	-12,3%	1.482	1.483	-0,1%
<b>EBITDA</b>	<b>2.688</b>	<b>2.596</b>	<b>3,5%</b>	<b>7.877</b>	<b>6.616</b>	<b>19,1%</b>

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Receitas	555	252	120,3%	1.538	801	92,0%
Despesas	(1.016)	(441)	130,2%	(3.118)	(1.121)	178,3%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(461)</b>	<b>(189)</b>	<b>143,2%</b>	<b>(1.581)</b>	<b>(320)</b>	<b>394,4%</b>

## Análise Gerencial

Resultado Financeiro Sem consolidação da CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Despesas com a dívida líquida	(602)	(338)	78,0%	(2.130)	(810)	163,0%
Acréscimos e multas moratórias	108	124	-13,0%	370	430	-13,9%
Marcação a mercado	(1)	(10)	-93,3%	31	10	197,7%
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	74	35	108,7%	298	48	525,0%
Outras receitas e despesas	(40)	(1)	3393,5%	(149)	2	-
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(461)</b>	<b>(189)</b>	<b>143,2%</b>	<b>(1.581)</b>	<b>(320)</b>	<b>394,4%</b>

No 3T22, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 461 milhões, um aumento de R\$ 271 milhões se comparada ao 3T21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 78,0% (R\$ 264 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo do aumento do CDI no período e do maior saldo de dívida;
- (ii) Variação negativa de R\$ 39 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**;
- (iii) Redução de 13,0% (R\$ 16 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, em função da substituição do IGP-M pelo IPCA como índice de atualização monetária em 01/07/2021, conforme determinação da Aneel, e pelo menor IPCA incidente sobre as contas em atraso no 3T22, se comparado ao 3T21;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação positiva de R\$ 38 milhões nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**;
- (v) Variação positiva de R\$ 9 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa).

Nos 9M22, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 1.581 milhões, um aumento de R\$ 1.261 milhões se comparada aos 9M21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento 163,0% (R\$ 1.320 milhões) nas **despesas com a dívida líquida** (encargos de dívidas, líquidos das rendas de aplicações financeiras), reflexo do aumento do CDI no período e do maior saldo de dívida;
- (ii) Variação negativa de R\$ 152 milhões nas **demais receitas/despesas financeiras**:
  - a. Variação negativa de R\$ 65 milhões, devido a menor **receita de liquidação na CCEE**, devido ao menor PLD;
  - b. Aumento de 52,7% (R\$ 25 milhões) nas despesas com **PIS e COFINS** sobre receita financeira e JCP;
  - c. Aumento de 23,1% (R\$ 11 milhões) nas despesas com **contingências**; e
  - d. Outras variações (R\$ 51 milhões);
- (iii) Redução de 13,9% (R\$ 60 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**, em função da substituição do IGP-M pelo IPCA como índice de atualização monetária e do menor IPCA observado em 2022;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação positiva de R\$ 250 milhões nas **atualizações do ativo e passivo financeiro setorial**;
- (v) Variação positiva de R\$ 21 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa).

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T22, Imposto de Renda e Contribuição Social registraram redução de 12,3% (R\$ 66 milhões), explicado pela redução da receita operacional, principalmente no segmento de Distribuição (deflação sobre o ativo financeiro da concessão). A alíquota efetiva foi de 27,0% no 3T22, ante 27,2% no 3T21.

Nos 9M22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social está em linha com os 9M21, apresentando uma redução de 0,1% (R\$ 1 milhão). A alíquota efetiva foi de 29,6% nos 9M21 e de 30,3% nos 9M22.

## Lucro Líquido

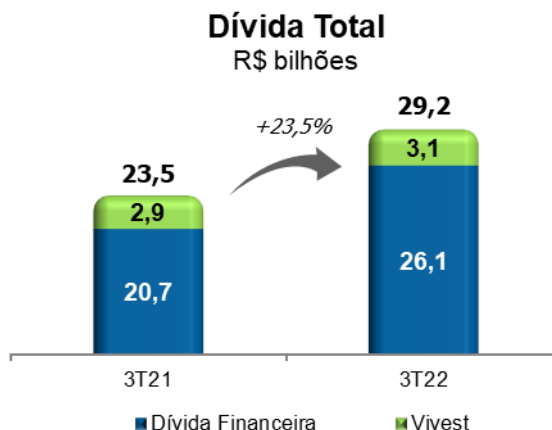
O **lucro líquido (sem CPFL Transmissão)** foi de R\$ 1.270 milhões no 3T22, registrando uma redução de 11,6% (R\$ 166 milhões). Esse resultado reflete a queda do segmento de Distribuição, explicado pela menor atualização do ativo financeiro da concessão, e a maior despesa financeira líquida.

Nos 9M22, o **lucro líquido (sem CPFL Transmissão)** foi de R\$ 3.407 milhões, registrando uma redução de 3,3% (R\$ 116 milhões). Esse resultado reflete o aumento do EBITDA, decorrente principalmente do desempenho do segmento de Distribuição, parcialmente compensado pela maior despesa financeira líquida.

### 3.2) Endividamento

#### 3.2.1) Dívida no Critério IFRS

Em 30 de setembro de 2022, a dívida total da CPFL Energia era de R\$ 29,2 bilhões, com um aumento de 23,5% em relação ao ano anterior. A dívida financeira do grupo, que considera empréstimos e financiamentos, debêntures e mútuos, era de R\$ 26,1 bilhões na mesma data.



Notas:

- (1) Considera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão;
- (2) Considera os mútuos, no montante total de R\$ 2,4 bilhões, da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

#### Perfil da Dívida – IFRS

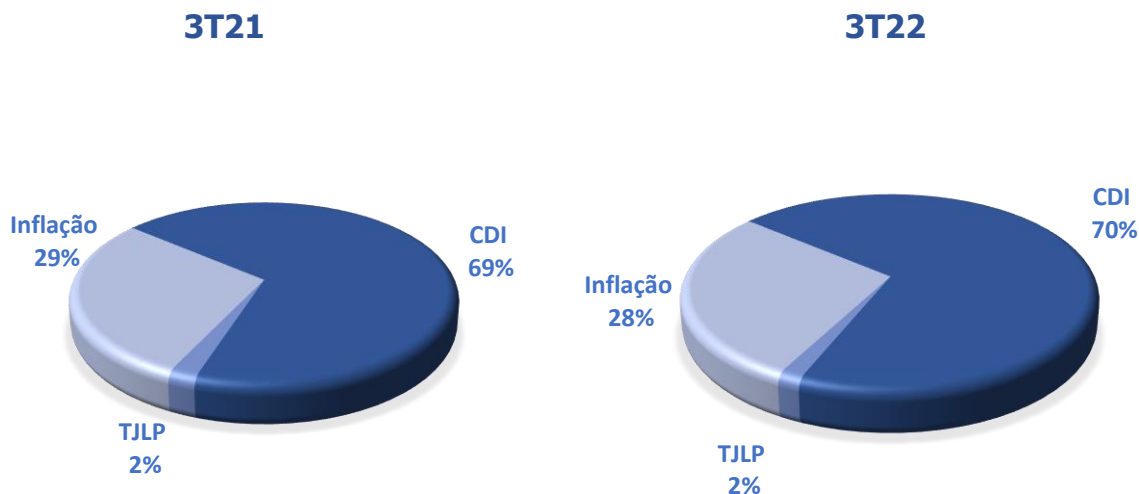


Nota: (1) Outros: linhas de crédito e mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP.

É prática do grupo CPFL mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado e, por essa razão, parte das dívidas, cerca de R\$ 7,1 bilhões, possui operações de *hedge*. Para os casos em moeda estrangeira, por exemplo, que representam cerca de 24% do montante total das dívidas do grupo (em IFRS), foram contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

### Indexação Pós-Hedge

3T21 vs. 3T22

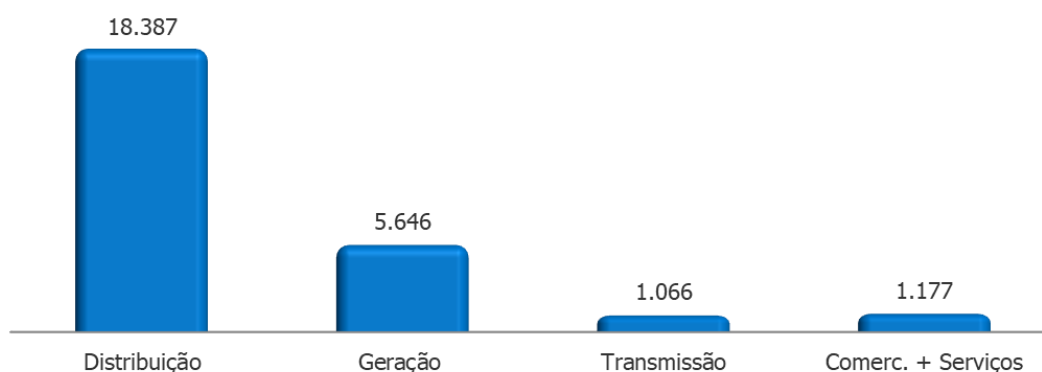


Nota: (1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24,0% do total no 3T22), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

### Dívida Líquida em IFRS

IFRS   R\$ Milhões	3T22	3T21	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(26.091)	(20.688)	26,1%
(+) Disponibilidades	4.312	4.921	-12,4%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(21.779)</b>	<b>(15.767)</b>	<b>38,1%</b>

### Dívida por Segmento (R\$ Milhões – IFRS)



Notas:

- 1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração e Ceran; o segmento de Serviços considera a CPFL Serviços e a CPFL Eficiência;
- 2) Considera apenas o principal da dívida, juros e derivativos. Inclui os mútuos da CPFL Renováveis e da CPFL Brasil com a SGBP.

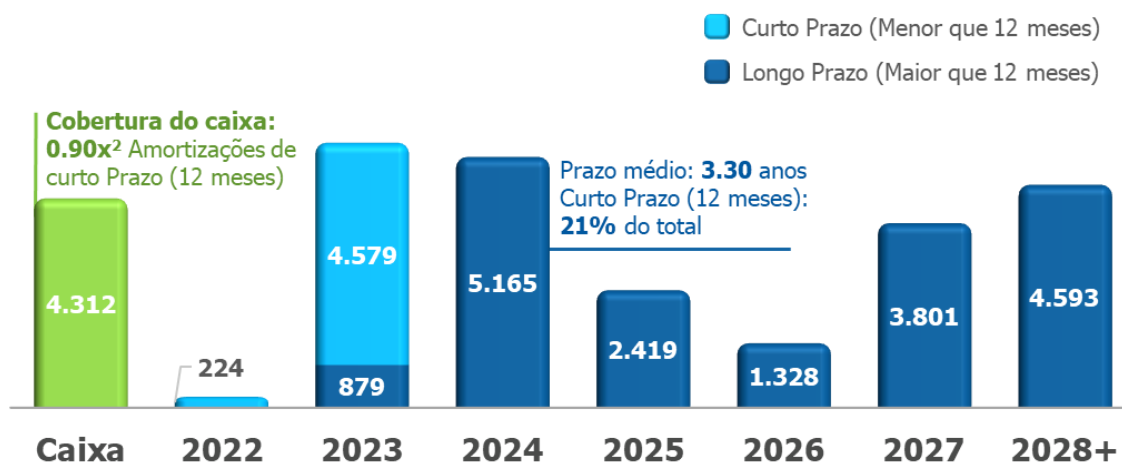
## Cronograma de Amortização da Dívida em IFRS (Setembro de 2022)

A CPFL Energia avalia constantemente oportunidades de mercado que viabilizem resultados financeiros que vão ao encontro das políticas e estratégias do grupo. Dessa forma, face ao amplo acesso da CPFL a diversas modalidades de captação de recursos via mercado, tanto nacional quanto internacional, o portfólio de dívidas do grupo é composto por diferentes modalidades e instrumentos.

A posição de caixa ao final do 3T22 possuía índice de cobertura de **0,90x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar a totalidade dos compromissos de amortização até junho de 2023. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **3,30 anos**.

O cronograma de amortização da dívida financeira abaixo considera apenas o principal da dívida e derivativos.

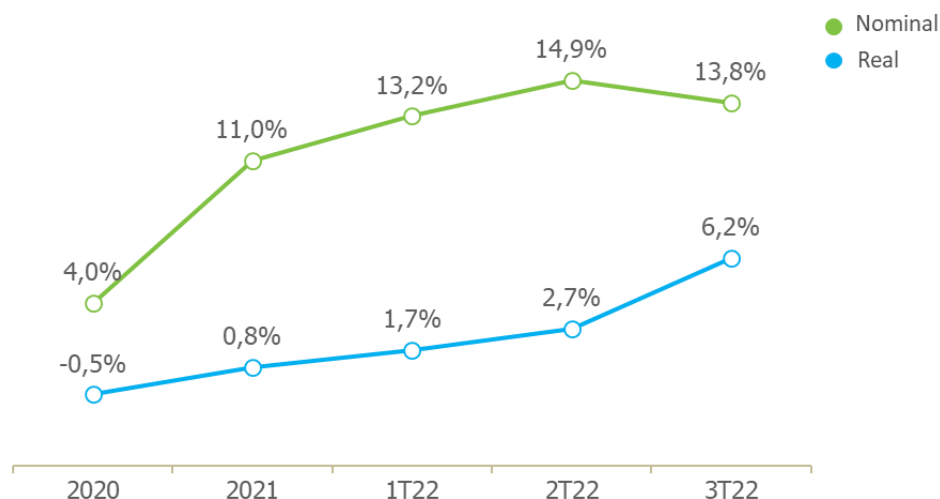
### Cronograma de amortização da dívida (IFRS)



Notas:

- (1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 26.010 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM) e do custo de captação;
- (2) Considera os mútuos da CPFL Renováveis e CPFL Brasil com a SGBP;
- (3) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 284 milhões, de acordo com o critério dos *covenants*.

### Custo da Dívida Bruta<sup>1</sup> no critério IFRS



Nota: (1) O cálculo considera o custo médio de dívida do final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.



## Ratings

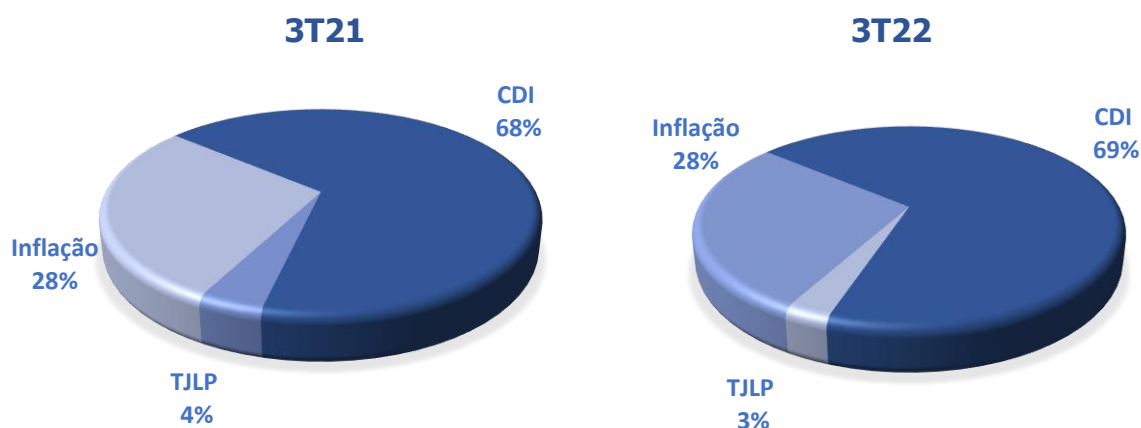
A tabela a seguir demonstra os ratings corporativos da CPFL Energia.

Rating CPFL Energia - Crédito Corporativo			
Agência	Escala	Rating	Perspectiva
Standard & Poor's	Nacional Brasil	brAAA	Estável
Fitch Rating	Nacional Brasil	AAA(bra)	Estável
Moody's	Nacional Brasil	Aaa.br	Estável

### 3.2.2) Dívida no Critério dos Covenants Financeiros

## Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

### Indexação<sup>1</sup> Pós-Hedge<sup>2</sup> – 3T21 vs. 3T22



Notas:

(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP;

(2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (24,0% do total), são contratadas operações de *swap*, visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato.

## Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No final do 3T22, a Dívida Líquida Pro forma atingiu **R\$ 21.957 milhões**, um aumento de **37,7%** em relação à posição de dívida líquida no final do 3T21, no montante de **R\$ 15.948 milhões**.

A reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia, para fins de cálculo dos *covenants* financeiros, está disponível na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

Critério Covenants   R\$ Milhões	3T22	3T21	Var.%
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(26.692)	(21.116)	26,4%
(+) Disponibilidades <sup>3</sup>	4.734	5.168	-8,4%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(21.957)</b>	<b>(15.948)</b>	<b>37,7%</b>
EBITDA <i>Pro forma</i> <sup>2</sup>	11.409	9.023	26,4%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>1,92</b>	<b>1,77</b>	<b>8,9%</b>

Notas:

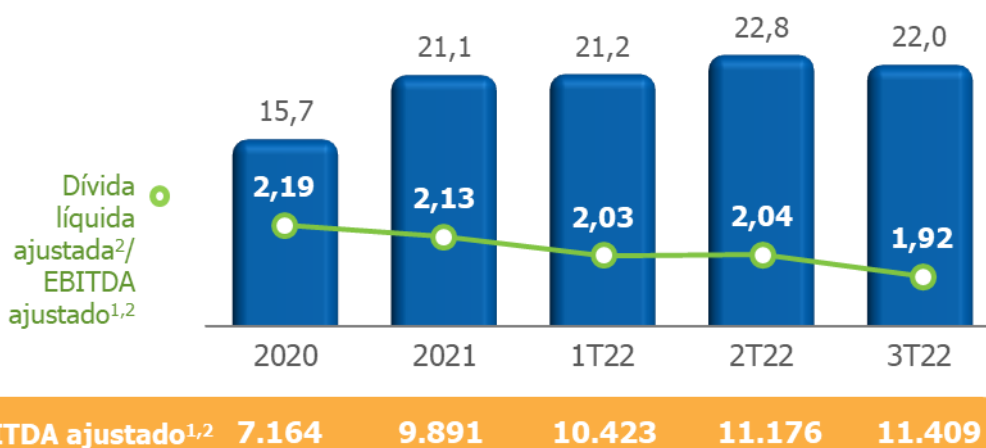
(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP. Para mais detalhes, a conciliação entre os saldos IFRS e *covenants* estará em nossa planilha interativa;

(2) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros: (a) ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas; (b) considera resultado dos últimos 12 meses da CPFL Transmissão. Para mais detalhes, a conciliação entre os saldos IFRS e *covenants* está na Base Histórica de Informações da CPFL Energia;

(3) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM).

Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou R\$ **21.957 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu R\$ **11.409 milhões**, a relação Dívida Líquida/EBITDA *Pro forma* ao final do 3T22 alcançou **1,92x**.

### Alavancagem no critério *covenants* financeiros – R\$ bilhões



Notas:

(1) EBITDA dos últimos 12 meses, inclusive para a CPFL Transmissão, de acordo com critério dos *covenants* financeiros;

(2) Ajustado pela consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, bem como considerando o contrato de mútuo com a SGBP.

## 3.3) Investimentos

### 3.3.1) Investimentos Realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Distribuição	1.375	821	67,4%	3.487	2.156	61,8%
Geração	58	71	-19,1%	162	339	-52,1%
Comercialização	2	1	11,1%	4	6	-32,1%
Serviços e Outros <sup>1</sup>	16	22	-26,4%	31	56	-45,0%
Transmissão <sup>2</sup>	155	16	886,0%	479	90	433,0%
<b>Total</b>	<b>1.606</b>	<b>932</b>	<b>72,4%</b>	<b>4.163</b>	<b>2.646</b>	<b>57,4%</b>

Notas:

(1) Outros - refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados;

(2) Transmissão - transmissoras não possuem ativos imobilizados; assim, considera-se a adição de ativos contratuais.

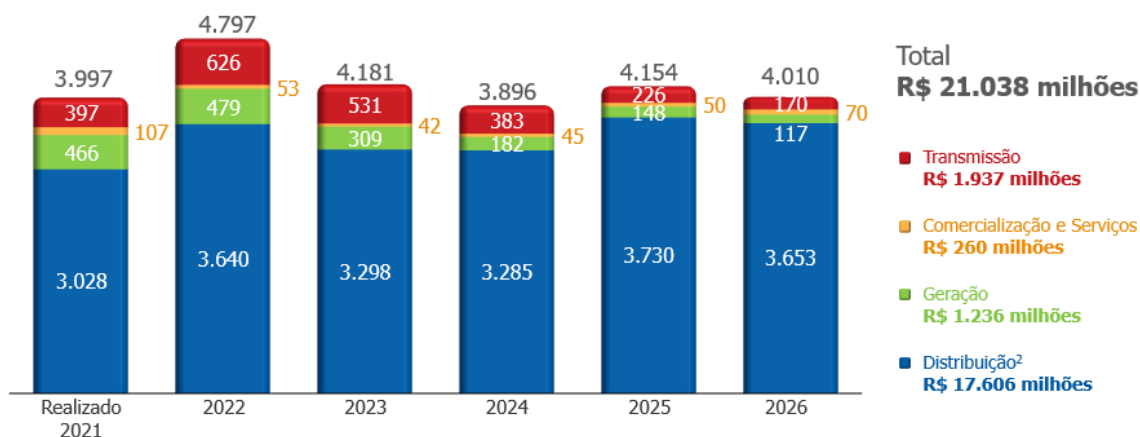
No 3T22, os investimentos foram de R\$ 1.606 milhões, um aumento de 72,4%, comparado aos R\$ 932 milhões registrados no 3T21. Nos 9M22, os investimentos foram de 4.163 milhões, que representam um aumento de 57,4% em relação ao mesmo período de 2021.

Destacamos os investimentos realizados pela CPFL Energia no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.375 milhões durante o 3T22 e de R\$ 3.487 milhões nos 9M22, destinados principalmente a obras de atendimento ao cliente e expansão do setor, juntamente com melhorias e modernização.

### 3.3.2) Investimentos Previstos

Em 11 de novembro de 2021, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2022 e Projeções Plurianuais 2022/2026 da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Orçamento e Finanças Corporativas.

#### Investimentos Previstos (R\$ milhões)<sup>1</sup>



Notas:

- 1) Moeda constante;
- 2) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre outros itens financiados pelos consumidores).

## 4) MERCADO DE CAPITAIS

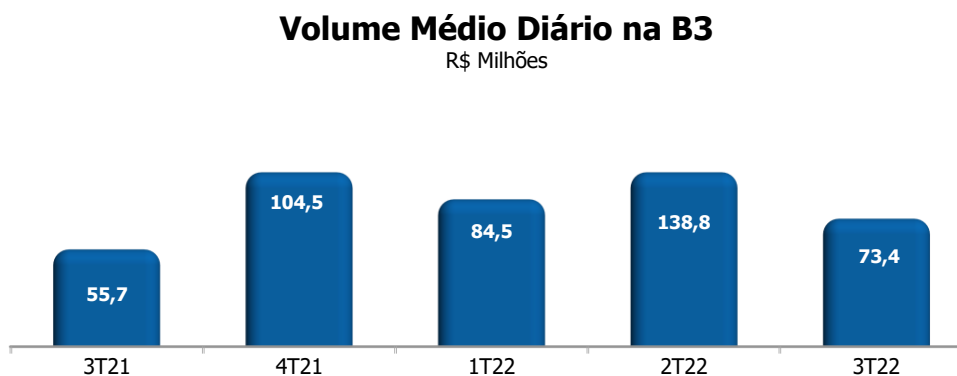
### 4.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3, no Novo Mercado, segmento com o mais elevado nível de governança corporativa.

Data	B3		
	CPFE3	IEE	IBOV
30/09/2022	R\$ 33,76	78.488	110.037
30/06/2022	R\$ 30,88	78.787	98.542
31/12/2021	R\$ 26,83	76.305	104.822
30/09/2021	R\$ 26,93	78.296	110.979
<b>Var. Tri</b>	<b>9,3%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>11,7%</b>
<b>Var. 9M</b>	<b>25,8%</b>	<b>2,9%</b>	<b>5,0%</b>
<b>Var. 12M</b>	<b>25,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>-0,8%</b>

### 4.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação da CPFL Energia no 3T22 foi de R\$ 73,4 milhões, representando um aumento de 31,6% em relação ao 3T21.



## 5) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

### 5.1) Plano de Sustentabilidade (2020-2024)


O Plano de Sustentabilidade (2020-2024), integrado ao Plano Estratégico do grupo CPFL Energia, define as diretrizes para que possamos “fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos”. Nosso objetivo corporativo é impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor.

Para isso, identificamos três pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Energias Sustentáveis, Soluções Inteligentes e Valor Compartilhado. Dentro dos pilares, assumimos 15 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas. Definimos também os habilitadores: ética, desenvolvimento de colaboradores & inclusão e transparência. Os compromissos estão disponíveis no site de RI da CPFL Energia: <http://www.cpfl.com.br/ri>.

### 5.2) Principais Indicadores ESG alinhados ao Plano

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano Sustentabilidade, que passaremos a divulgar trimestralmente para acompanhamento.

## 3T22

 <b>ENERGIAS SUSTENTÁVEIS - Buscando a menor pegada ambiental possível</b>					
Tema	Indicador	Unidade	3T22	3T21	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	4.577	4.093	11,8%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	2.578	1.992	29,4%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	293	154	90,0%
	↳ Solar	GWh	0,0	0,2	-88,7%
	↳ Eólica	GWh	1.383	1.550	-10,8%
	↳ Biomassa	GWh	323	397	-18,5%
Economia circular	Nº de transformadores reformados	unidade	3.162	3.016	4,8%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	2.491	2.013	23,7%
Recursos naturais	Consumo de água (prédios administrativos)	1.000 m³	17	36	-52,3%
	Consumo de energia (prédios administrativos)	MWh	9.174	8.214	11,7%


**SOLUÇÕES INTELIGENTES - Oferecendo soluções para o futuro da energia**

Tema	Indicador	Unidade	3T22	3T21	Var.
Smart Grid	% de carga de energia telemetida	%	58.0%	56.4%	2.8%
	Número de religadores automáticos instalados	unidade	15,954	14,304	11.5%
Digitalização	% de digitalização dos canais de atendimento	%	90.3%	89.1%	1.4%
	Número de contas digitais	milhões	4.3	4.3	-0.3%
Inovação	% de faturas pagas por meio digital	%	68.9%	64.3%	7.2%
	Investimento em inovação (P&D Aneel) <sup>1</sup>	R\$ Milhões	13.2	12.2	7.8%
Soluções de baixo carbono	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	13.5	6.3	115.1%
	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	40	18	122.2%

Notas <sup>1</sup> Considera apenas os investimentos que estão 100% sob gestão da CPFL Energia


**VALOR COMPARTILHADO - Maximizando nossos impactos positivos na comunidade e na cadeia de valor**

Tema	Indicador	Unidade	3T22	3T21	Var.
Transformação social	Investimento em ações de Eficiência Energética (PEE Aneel)	R\$ Milhões	27,6	38,8	-28,9%
	Investimento através do Instituto CPFL <sup>1</sup>	R\$ Milhões	1,7	3,8	-54,8%
	Número total de hospitais beneficiados pelo Programa CPFL nos Hospitais	nº de hospitais	328	171	91,8%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil pessoas	157,1	190,9	-17,7%
Saúde e Segurança	Número de famílias baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel)	mil famílias	10,0	6,1	63,9%
	Número de inspeções de segurança realizadas no quadro próprio e em contratadas	mil inspeções	7,1	7,0	1,3%
	Número de auditorias realizadas nas empresas contratadas	nº de auditorias	212	210	1,0%
	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	1,2	1,4	-11,1%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	5,2	2,5	104,8%
	Número de acidentes fatais com a população	nº de acidentes	2	2	-

Notas <sup>1</sup> Os investimentos do Instituto CPFL iniciam a partir do 2T


**HABILITADORES**

Tema	Indicador	Unidade	3T22	3T21	Var.
Ética	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	90%	86%	4,7%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Número de horas de treinamento <sup>1</sup>	1.000 horas	197	200	-1,5%
	% de negros na companhia	%	27,8%	26,3%	5,6%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	21,6%	20,5%	5,1%
Transparência	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	0	-

Nota: <sup>1</sup> Considera o programa de requalificação profissional



## 9M22



## ENERGIAS SUSTENTÁVEIS - Buscando a menor pegada ambiental possível

Tema	Indicador	Unidade	9M22	9M21	Var.
Energia renovável	Total de energia gerada por fontes renováveis	GWh	9.861	9.256	6,5%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	5.258	4.220	24,6%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	1.166	796	46,5%
	↳ Solar	GWh	0,2	0,9	-81,6%
	↳ Eólica	GWh	2.778	3.419	-18,8%
	↳ Biomassa	GWh	660	821	-19,6%
Economia circular	Nº de transformadores reformados	unidade	8.247	8.364	-1,4%
	Volume de alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	6.473	5.413	19,6%
Recursos naturais	Consumo de água (prédios administrativos)	1.000 m <sup>3</sup>	70	90	-22,0%
	Consumo de energia (prédios administrativos)	MWh	27.148	25.960	4,6%



## SOLUÇÕES INTELIGENTES - Oferecendo soluções para o futuro da energia

Tema	Indicador	Unidade	9M22	9M21	Var.
Smart Grid	% de carga de energia telemetida	%	57,0%	56,0%	1,9%
	Número de religadores automáticos instalados	unidade	15,954	14,304	11,5%
Digitalização	% de digitalização dos canais de atendimento	%	90,3%	89,1%	1,4%
	Número de contas digitais	milhões	4,3	4,3	-0,3%
	% de faturas pagas por meio digital	%	67,6%	62,5%	8,1%
Inovação	Investimento em inovação (P&D Aneel) <sup>1</sup>	R\$ Milhões	36,5	38,6	-5,6%
Soluções de baixo carbono	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ Milhões	24,1	7,9	206,0%
	Número de projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	40	18	122,2%

Notas <sup>1</sup> Considera apenas os investimentos que estão 100% sob gestão da CPFL Energia



## VALOR COMPARTILHADO - Maximizando nossos impactos positivos na comunidade e na cadeia de valor

Tema	Indicador	Unidade	9M22	9M21	Var.
Transformação social	Investimento em ações de Eficiência Energética (PEE Aneel)	R\$ Milhões	78,7	112,2	-29,8%
	Investimento através do Instituto CPFL <sup>1</sup>	R\$ Milhões	1,7	3,8	-55,6%
	Número total de hospitais beneficiados pelo Programa CPFL nos Hospitais	nº de hospitais	328	171	91,8%
	Número de pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil pessoas	509,6	459,3	11,0%
	Número de famílias baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética (PEE Aneel)	mil famílias	13,8	29,5	-53,2%
Saúde e Segurança	Número de inspeções de segurança realizadas no quadro próprio e em contratadas	mil inspeções	20,7	18,4	12,3%
	Número de auditorias realizadas nas empresas contratadas	nº de auditorias	640	609	5,1%
	Taxa de frequência de acidentes (próprios)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	1,2	1,4	-11,1%
	Taxa de frequência de acidentes (contratadas)	nº feridos *1MM/nº HH trabalhadas com exposição ao risco	5,2	2,5	104,8%
	Número de acidentes fatais com a população	nº de acidentes	12	13	-7,7%

Notas <sup>1</sup> Os investimentos do Instituto CPFL iniciam a partir do 2T



## HABILITADORES

Tema	Indicador	Unidade	9M22	9M21	Var.
<b>Ética</b>	% de colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	90%	86%	4,7%
<b>Desenvolvimento de pessoas e inclusão</b>	Número de horas de treinamento <sup>1</sup>	1.000 horas	553	696	-20,6%
	% de negros na companhia	%	27,8%	26,3%	5,6%
	% de mulheres em cargos de liderança	%	21,6%	20,5%	5,1%
<b>Transparência</b>	Número de Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	nº	2	2	-
	Número de mulheres no Conselho de Administração	nº	1	0	-

Nota: <sup>1</sup> Considera o programa de requalificação profissional

## 6) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

### 6.1) Segmento de Distribuição

#### 6.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>10.980</b>	<b>13.918</b>	<b>-21,1%</b>	<b>34.906</b>	<b>36.377</b>	<b>-4,0%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>8.008</b>	<b>9.593</b>	<b>-16,5%</b>	<b>23.606</b>	<b>24.208</b>	<b>-2,5%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.306)	(6.432)	-33,1%	(12.549)	(15.749)	-20,3%
Custos e Despesas Operacionais	(2.479)	(1.858)	33,4%	(6.648)	(5.097)	30,4%
Resultado do Serviço	1.223	1.303	-6,1%	4.409	3.362	31,2%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>1.499</b>	<b>1.535</b>	<b>-2,3%</b>	<b>5.185</b>	<b>4.045</b>	<b>28,2%</b>
Resultado Financeiro	(258)	(142)	81,1%	(913)	(233)	291,7%
Lucro Antes da Tributação	966	1.160	-16,8%	3.496	3.129	11,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>621</b>	<b>798</b>	<b>-22,1%</b>	<b>2.256</b>	<b>2.058</b>	<b>9,6%</b>

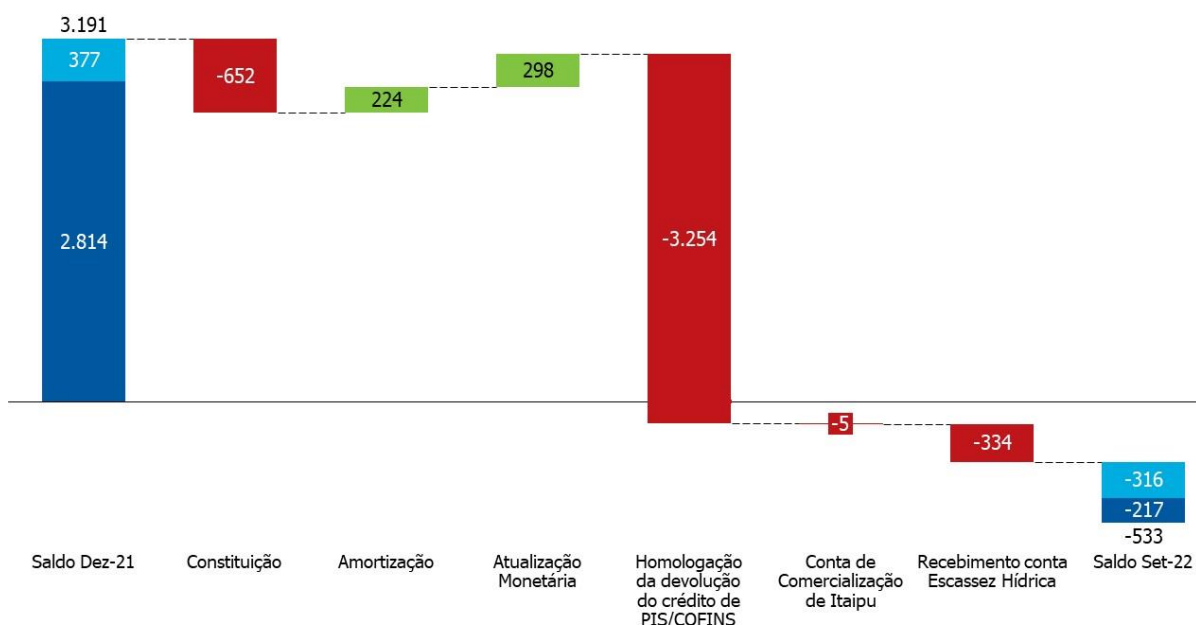
Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

### Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 30 de setembro de 2022, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 533 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2021, houve uma variação de R\$ 3.723 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição de um passivo de R\$ 652 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Encargo do Serviço do Sistema ("ESS") e Encargo de Energia de Reserva ("EER") (R\$ 2.376 milhões);
- (ii) Custos com energia elétrica (R\$ 1.069 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (iii) Sobrecontratação (R\$ 991 milhões);
- (iv) Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") (R\$ 799 milhões);
- (v) Repasse de Itaipu (R\$ 568 milhões);
- (vi) Demais itens (R\$ 435 milhões).

A amortização foi positiva em R\$ 224 milhões e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 298 milhões.

Houve ainda nesse período um impacto de R\$ 3.254 milhões, referente a:

- (i) Homologação da devolução para os consumidores do crédito de PIS/COFINS; e
- (ii) Diferimento dos processos tarifários de 2021 da CPFL Paulista e da RGE.

Além disso, a Aneel homologou o repasse do saldo da conta de Itaipu, no montante de R\$ 5 milhões para as distribuidoras da CPFL, decisão tomada para mitigar o aumento das tarifas.

E, por fim, houve o recebimento da Conta de Escassez Hídrica e Importação de Energia e Custo do Bônus de Redução Incentivada, com repasse no montante de R\$ 334 milhões.

## Receita Operacional

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	7.987	9.842	-18,9%	29.000	27.990	3,6%
Energia Elétrica de Curto Prazo	182	613	-70,4%	396	1.259	-68,6%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	1.409	802	75,8%	3.406	2.094	62,6%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	832	1.870	-55,5%	(428)	2.813	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	477	406	17,3%	1.472	1.178	25,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	(67)	271	-	676	752	-10,0%
Outras Receitas e Rendas	178	129	38,5%	473	362	30,9%
Multas DIC e FIC	(18)	(15)	19,1%	(89)	(72)	24,6%
<b>Total</b>	<b>10.980</b>	<b>13.918</b>	<b>-21,1%</b>	<b>34.906</b>	<b>36.377</b>	<b>-4,0%</b>
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta</b>						
ICMS	(621)	(2.012)	-69,1%	(4.635)	(5.734)	-19,2%
PIS e COFINS	(801)	(1.060)	-24,4%	(2.319)	(2.947)	-21,3%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.390)	(881)	57,9%	(4.232)	(2.806)	50,8%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(67)	(85)	-21,6%	(196)	(214)	-8,5%
PROINFA	(80)	(53)	51,7%	(211)	(148)	42,4%
Bandeiras Tarifárias	-	(225)	-100,0%	328	(292)	-
Outros	(12)	(10)	19,8%	(34)	(27)	25,5%
<b>Total</b>	<b>(2.972)</b>	<b>(4.325)</b>	<b>-31,3%</b>	<b>(11.300)</b>	<b>(12.169)</b>	<b>-7,1%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>8.008</b>	<b>9.593</b>	<b>-16,5%</b>	<b>23.606</b>	<b>24.208</b>	<b>-2,5%</b>

No 3T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 10.980 milhões, uma redução de 21,1% (R\$ 2.938 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 18,9% (R\$ 1.855 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência:

- a. da redução de 2,0% na carga da área de concessão;
- b. da redução da alíquota de ICMS sobre energia elétrica; parcialmente compensada pelos:
  - c. reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 3T21 e 3T22 (aumentos médios de 12,40% na CPFL Piratininga, em outubro de 2021, de 10,98% na RGE, em junho de 2022, de 6,51% na CPFL Santa Cruz e de 12,53% na CPFL Paulista, reajustadas na revisão tarifária extraordinária de julho de 2022);
- (ii) Variação de 55,5% (R\$ 1.038 milhões) na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**;
- (iii) Redução de 70,4% (R\$ 431 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente do PLD menor;
- (iv) Variação de R\$ 338 milhões na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente da variação do IPCA, de +2,38% no 3T21 para -0,37% no 3T22, parcialmente compensada pelo aumento da base de ativos;
 

Parcialmente compensados pela:

  - (v) Aumento de 75,8% (R\$ 607 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
  - (vi) Aumento de 17,3% (R\$ 70 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**;
  - (vii) Aumento de 41,0% (R\$ 47 milhões) em **outras receitas e rendas**.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 2.972 milhões no 3T22, representando uma redução de 31,3% (R\$ 1.354 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 53,7% (R\$ 1.649 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/COFINS);
- (ii) Variação de R\$ 225 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**<sup>2</sup>, devido à reclassificação da bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial;

Parcialmente compensadas por:

- (iii) Aumento de 57,9% (R\$ 510 milhões) na **CDE**, decorrente do aumento da cota "CDE Uso", principalmente na CPFL Paulista e RGE;
- (iv) Aumento de 7,3% (R\$ 11 milhões) nos **demais itens**.

A receita operacional líquida foi de R\$ 8.008 milhões no 3T22, representando uma redução de 16,5% (R\$ 1.584 milhões).

Nos 9M22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 34.906 milhões, uma redução de 4,0% (R\$ 1.471 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Variação de R\$ 3.241 milhões na contabilização do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, passando de um ativo de R\$ 2.813 milhões nos 9M21, para um passivo de R\$ 428 milhões nos 9M22. Tal variação foi afetada também pela inclusão do saldo de

<sup>2</sup> Desde jan/22 as Bandeiras Tarifárias deixaram de ser contabilizadas nas Deduções da Receita Operacional Bruta e passaram a compor o saldo dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.

bandeiras tarifárias de dezembro de 2021, antes contabilizadas em deduções da receita operacional, e considerado como ativo regulatório apenas na homologação das tarifas, conforme Despacho ANEEL nº 2.904/21 (que aprovou a versão 2022 do MCSE), no valor de R\$ 494 milhões;

- (ii) Redução de 68,6% (R\$ 863 milhões) em **Energia Elétrica de Curto Prazo**, decorrente de PLD menor;
- (iii) Redução de 10,0% (R\$ 76 milhões) na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão**, decorrente da redução do IPCA, variando de +2,38% no 3T21 para -0,37% no 3T22;

Parcialmente compensadas por:

- (iv) Aumento de 62,6% (R\$ 1.311 milhões) na **Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão**, que tem contrapartida nos custos operacionais;
- (v) Aumento de 3,6% (R\$ 1.010 milhões) na **Receita com Venda de Energia** (cativo + clientes livres), em decorrência: (a) dos reajustes tarifários médios positivos das distribuidoras, na percepção do consumidor, no período entre 9M21 e 9M22; parcialmente compensado (b) pela da redução de 0,8% na carga da área de concessão no 3T22 e (c) redução da alíquota de ICMS conforme explicado na variação do trimestre;
- (vi) Aumento de 25,0% (R\$ 294 milhões) em **Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários**;
- (vii) Aumento de 32,5% (R\$ 94 milhões) em **outras receitas e rendas**.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 11.300 milhões nos 9M22, representando uma redução de 7,1% (R\$ 869 milhões), devido aos seguintes fatores:

- (i) Redução de 19,9% (R\$ 1.727 milhões) nos **impostos** (ICMS e PIS/COFINS);
- (ii) Variação de R\$ 620 milhões na contabilização das **bandeiras tarifárias**<sup>3</sup>, devido à reclassificação da bandeira tarifária para o Ativo e Passivo Financeiro Setorial;

Parcialmente compensadas por:

- (iii) Aumento de 50,8% (R\$ 1.426 milhões) na **CDE**, decorrente do aumento de R\$ 1.226 milhões da cota "CDE Uso" e de um aumento de R\$ 200 milhões devido à inclusão da "CDE Conta Covid";
- (iv) Aumento de 13,3% (R\$ 52 milhões) nos **demais itens**.

A receita operacional líquida foi de R\$ 23.606 milhões nos 9M22, representando uma redução de 2,5% (R\$ 602 milhões).

<sup>3</sup> Desde jan/22 as Bandeiras Tarifárias deixaram de ser contabilizadas nas Deduções da Receita Operacional Bruta e passaram a compor o saldo dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>						
Energia de Itaipu Binacional	792	965	-17,9%	2.230	2.759	-19,1%
PROINFA	142	87	63,9%	459	272	69,0%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.570	4.964	-48,2%	7.364	10.768	-31,6%
Crédito de PIS e COFINS	(315)	(538)	-41,4%	(894)	(1.228)	-27,3%
<b>Total</b>	<b>3.189</b>	<b>5.478</b>	<b>-41,8%</b>	<b>9.160</b>	<b>12.570</b>	<b>-27,1%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>						
Encargos da Rede Básica	895	629	42,4%	2.301	2.110	9,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	79	54	46,0%	208	224	-7,1%
Encargos de Conexão	67	66	1,3%	202	162	24,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	12	11	10,1%	34	31	10,2%
ESS / EER	178	293	-39,3%	990	977	1,3%
Crédito de PIS e COFINS	(114)	(97)	17,0%	(345)	(324)	6,6%
<b>Total</b>	<b>1.117</b>	<b>955</b>	<b>17,0%</b>	<b>3.389</b>	<b>3.180</b>	<b>6,6%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.306</b>	<b>6.433</b>	<b>-33,1%</b>	<b>12.549</b>	<b>15.749</b>	<b>-20,3%</b>

### Energia comprada para revenda

No 3T22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.189 milhões, uma redução de 41,8% (R\$ 2.288 milhões), devido principalmente a:

- (v) Redução de 48,2% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e curto prazo** (R\$ 2.394 milhões), devido ao menor preço médio (-50,0%);
- (vi) Redução de 17,9% na **energia de Itaipu** (R\$ 172 milhões), principalmente em função da variação cambial (-15,3%);

Parcialmente compensada por:

- (vii) Redução de 41,4% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 222 milhões);
- (viii) Aumento de 63,9% no **PROINFA** (R\$ 56 milhões).

Nos 9M22, o custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 9.160 milhões, uma redução de 27,1% (R\$ 3.410 milhões), devido principalmente a:

- (v) Redução de 31,6% na energia adquirida em **leilões, contratos bilaterais e curto prazo** (R\$ 3.404 milhões), devido ao menor preço médio (-32,4%);
- (vi) Redução de 19,1% na **energia de Itaipu** (R\$ 528 milhões), principalmente em função da variação cambial (-16,6%);

Parcialmente compensados pela:

- (vii) Redução de 27,3% no **crédito de PIS e COFINS** (R\$ 335 milhões);
- (viii) Aumento de 69,0% no **PROINFA** (R\$ 187 milhões).



Quantidade física (GWh)	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	5.081	5.239	-3,0%	7.607	7.844	-3,0%
PROINFA	476	497	-4,2%	706	755	-6,4%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	23.214	22.433	3,5%	34.319	33.932	1,1%
<b>Total</b>	<b>28.772</b>	<b>28.169</b>	<b>2,1%</b>	<b>42.633</b>	<b>42.530</b>	<b>0,2%</b>

Tarifa média (R\$/MWh)	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Energia de Itaipu Binacional	155,90	184,11	-15,3%	293,21	351,67	-16,6%
PROINFA	299,07	174,75	71,1%	649,71	359,81	80,6%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	110,72	221,29	-50,0%	214,57	317,34	-32,4%
<b>Total</b>	<b>110,85</b>	<b>194,46</b>	<b>-43,0%</b>	<b>214,85</b>	<b>295,54</b>	<b>-27,3%</b>

### **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**

No 3T22, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 1.117 milhões, representando um aumento de 17,0% (R\$ 162 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 38,7% (R\$ 294 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido ao reajuste na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a partir de julho de 2022, de acordo com a Resolução ANEEL nº 3.066 de 2022;

Parcialmente compensados pelo:

- (ii) Redução de 39,3% (R\$ 115 milhões) nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, devido principalmente ao ESS – Encargo de Serviços do Sistema. A variação desse encargo se deu em função da menor necessidade de acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito no 3T22 em comparação com o 3T21, devido a melhora nas condições hidrológicas. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento do EER – Encargo de Energia de Reserva, decorrente de um PLD menor;
- (iii) Aumento de 17,0% (R\$ 17 milhões) no **crédito de PIS/COFINS**.

Nos 9M22, os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** foram de R\$ 3.389 milhões, representando um aumento de 6,6% (R\$ 210 milhões), devido a:

- (i) Aumento de 8,6% (R\$ 218 milhões) nos **encargos de conexão e transmissão** (rede básica, transporte de Itaipu, conexão e uso do sistema de distribuição), principalmente devido aos aumentos com os reajustes na TUST;
- (ii) Aumento de 1,3% (R\$ 13 milhões) nos **encargos setoriais (ESS/EER)**;

Parcialmente compensados pelo:

- (iii) Aumento de 6,6% (R\$ 21 milhões) no **crédito de PIS e COFINS**.

## PMSO

	PMSO (R\$ milhões)					
	3T22	3T21	%	9M22	9M21	%
Pessoal	277	247	12,1%	812	729	11,3%
Material	76	57	34,6%	215	154	39,6%
Serviços de Terceiros	260	225	15,2%	720	659	9,3%
Outros Custos/Despesas Operacionais	198	238	-17,0%	621	610	1,8%
<i>PDD</i>	61	107	-43,3%	239	261	-8,4%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	58	56	4,3%	151	114	32,6%
<i>Baixa de Ativos</i>	42	35	19,9%	103	107	-3,8%
<i>Outros</i>	37	41	-8,1%	127	127	0,2%
<b>Total PMSO</b>	<b>811</b>	<b>768</b>	<b>5,6%</b>	<b>2.368</b>	<b>2.152</b>	<b>10,0%</b>

No 3T22, o **PMSO** atingiu R\$ 811 milhões, um aumento de 5,6% (R\$ 43 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 12,6% (R\$ 65 milhões) nas despesas PMSO ligadas à inflação:
  - a. Na linha de Pessoal, a variação de 12,1% (R\$ 30 milhões) é explicada não apenas pelos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação, mas também pelo aumento no quadro de colaboradores (+5,8%);
  - b. No MSO, vale destacar as despesas vinculadas a frota e transporte, que apresentaram um aumento de 32,2% (R\$ 8 milhões); o aumento no preço do diesel na área de concessão foi de +53,2%, gasolina e etanol mantiveram-se no mesmo patamar do 3T21;

Expurgando os efeitos de aumento de *headcount* e as despesas com frota e transporte, o PMSO ligado a inflação teria um aumento de 8,5% (R\$ 42 milhões);

- (ii) Aumento de 36,9% (R\$ 13 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
- (iii) Aumento de 19,9% (R\$ 7 milhões) em baixa de ativos;
- (iv) Aumento de 12,3% (R\$ 3 milhões) em ações de cobrança;
- (v) Aumento de 4,3% (R\$ 2 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente decorrente do maior volume de processos cíveis na RGE e na CPFL Paulista;

Parcialmente compensados pela:

- (vi) Redução de 43,3% (R\$ 47 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD). Apesar desse resultado positivo, o índice de inadimplência sobre receita de fornecimento continua acima do nível histórico de 0,7% a 0,8%, com a inadimplência pressionada devido ao cenário macroeconômico deteriorado.

Nos 9M22, o **PMSO** atingiu R\$ 2.368 milhões, um aumento de 10,0% (R\$ 216 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 11,0% (R\$ 167 milhões) nas despesas com PMSO ligadas à inflação, reflexo dos fatores indicados na explicação acima, nas variações do trimestre. Expurgando os efeitos de aumento de *headcount* e as despesas com frota e transporte, o PMSO ligado a inflação teria um aumento de 7,1% (R\$ 102 milhões);

- (ii) Aumento de 32,6% (R\$ 37 milhões) nas despesas legais e judiciais, principalmente decorrente do maior volume de processos cíveis e trabalhistas;
- (iii) Aumento de 33,9% (R\$ 33 milhões) em despesas com manutenção de linhas, redes e subestações, associadas aos esforços de Capex;
- (iv) Aumento de 8,7% (R\$ 5 milhões) em ações de cobrança;  
Parcialmente compensado por:
  - (v) Redução de 8,4% (R\$ 22 milhões) na provisão para devedores duvidosos (PDD);
  - (vi) Redução de 3,8% (R\$ 4 milhões) na baixa de ativos.

### Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Custos com construção de infraestrutura	1.409	802	75,8%	3.406	2.094	62,6%
Entidade de Previdência Privada	(18)	56	-	98	167	-41,2%
Depreciação e Amortização	262	218	20,1%	734	641	14,5%
<b>Total</b>	<b>1.654</b>	<b>1.076</b>	<b>53,7%</b>	<b>4.238</b>	<b>2.903</b>	<b>46,0%</b>

O Plano PSAP Piratininga, foi descontinuado e houve a aprovação do saldamento pelo órgão regulador. Dessa forma, o plano deixou de receber novas contribuições mensais e suas premissas foram revistas de forma a contemplar o seu encerramento. Com isso, foi apurada uma receita atuarial de R\$ 75 milhões (efeito extraordinário) nas linha de Entidade de Previdência Privada.

### EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 1.499 milhões no 3T22, uma redução de 2,3% (R\$ 36 milhões), explicado pela menor atualização do ativo financeiro da concessão.

Nos 9M22, o **EBITDA** totalizou R\$ 5.185 milhões, um aumento de 28,2% (R\$ 1.140 milhões), explicado principalmente pelos reajustes tarifários entre 9M21 e 9M22.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>621</b>	<b>798</b>	<b>-22,1%</b>	<b>2.256</b>	<b>2.058</b>	<b>9,6%</b>
Depreciação e Amortização	276	232	18,8%	776	684	13,6%
Resultado Financeiro	258	142	81,1%	913	233	291,7%
IR/CS	344	363	-5,1%	1.240	1.070	15,8%
<b>EBITDA</b>	<b>1.499</b>	<b>1.535</b>	<b>-2,3%</b>	<b>5.185</b>	<b>4.045</b>	<b>28,2%</b>

## EBITDA por Distribuidora

Distribuidoras	EBITDA por Distribuidora					
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
CPFL Paulista	624	662	-5,8%	2.108	1.715	22,9%
CPFL Piratininga	292	197	48,1%	942	645	46,1%
RGE	511	603	-15,2%	1.922	1.518	26,6%
CPFL Santa Cruz	73	74	-0,5%	213	166	28,2%
<b>EBITDA</b>	<b>1.499</b>	<b>1.535</b>	<b>-2,3%</b>	<b>5.185</b>	<b>4.045</b>	<b>28,2%</b>

Nota: As DREs por distribuidora completas podem ser consultadas na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

### CPFL Paulista:

O EBITDA totalizou R\$ 624 milhões no 3T22, uma redução de 5,8% (R\$ 38 milhões), explicado pela atualização do ativo financeiro da concessão, que contribuiu negativamente com R\$ 141 milhões, em decorrência da redução do IPCA, que variou de +2,38% no 3T21 para -0,37% no 3T22. Em contrapartida, houve a redução da PDD de R\$ 23 milhões.

Nos 9M22, o EBITDA totalizou R\$ 2.108 milhões, um aumento de 22,9% (R\$ 393 milhões). O resultado positivo é explicado principalmente pelo reajuste tarifário.

### CPFL Piratininga:

O EBITDA totalizou R\$ 292 milhões no 3T22, um aumento de 48,1% (R\$ 95 milhões), explicado pelo saldamento do plano de previdência PSAP Piratininga, que contribuiu com R\$ 75 milhões no Ebitda (item extraordinário). Expurgado esse efeito, o EBITDA teria um aumento de 9,8% (R\$ 19 milhões), favorecido pelo desempenho de mercado e tarifa, parcialmente compensado pela menor atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 50 milhões).

Nos 9M22, o EBITDA totalizou R\$ 942 milhões, um aumento de 46,1% (R\$ 297 milhões). O resultado positivo é explicado pelo reajuste tarifário, além do saldamento do plano PSAP Piratininga, conforme explicado acima.

### RGE:

O EBITDA totalizou R\$ 511 milhões no 3T22, uma redução de 15,2% (R\$ 92 milhões), explicado pela menor atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 144 milhões), decorrente da variação do IPCA, de +2,38% no 3T21 para -0,37% no 3T22. Além disso, os mercados residencial e comercial vem sendo fortemente afetados pela expansão da geração distribuída, anulando parcialmente o efeito positivo gerado pelo reajuste tarifário.

Nos 9M22, o EBITDA totalizou R\$ 1.922 milhões, um aumento de 26,6% (R\$ 404 milhões). O resultado positivo é explicado pelo reajuste tarifário. Em contrapartida, temos o impacto da atualização do ativo financeiro da concessão com R\$ 26 milhões.

### CPFL Santa Cruz:

O EBITDA totalizou R\$ 73 milhões no 3T22, uma redução de 0,5% (R\$ 1 milhão), explicado pela atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 3 milhões).

Nos 9M22, o EBITDA totalizou R\$ 313 milhões, um aumento de 28,2% (R\$ 47 milhões), pois no 1T21 foi registrada a reversão do ganho registrado em 2019 relativo ao processo judicial para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS, no valor de R\$ 34 milhões,

reduzindo a base de comparação. Expurgado esse efeito, o EBITDA teria um aumento de 6,3% (R\$ 12 milhões), impulsionado por mercado e tarifa.

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Receitas</b>	489	196	149,7%	1.372	605	126,7%
<b>Despesas</b>	(747)	(338)	120,8%	(2.285)	(838)	172,5%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(258)</b>	<b>(142)</b>	<b>81,1%</b>	<b>(913)</b>	<b>(233)</b>	<b>291,7%</b>

## Análise Gerencial

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Despesas com a dívida líquida	(424)	(272)	55,7%	(1.511)	(641)	135,6%
Acréscimos e multas moratórias	108	123	-12,4%	370	429	-13,8%
Marcação a mercado	1	(31)	-	13	(14)	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	74	35	108,7%	298	48	525,0%
Outras receitas e despesas	(16)	2	-	(83)	(55)	49,5%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(258)</b>	<b>(142)</b>	<b>81,1%</b>	<b>(913)</b>	<b>(233)</b>	<b>291,7%</b>

No 3T22, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 258 milhões, um aumento de 81,1% (R\$ 115 milhões) se comparada ao 3T21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 55,7% (R\$ 152 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente do aumento do indexador CDI e maior saldo de dívida;
- (ii) Redução de 12,4% (R\$ 15 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**, devido à substituição do IGP-M pelo IPCA, conforme determinação da ANEEL, e pelo menor IPCA verificado em 2022, se comparado a 2021;

Parcialmente compensados pela:

- (iii) Variação positiva de R\$ 38 milhões na **atualização de ativos/passivos financeiros setoriais**;
- (iv) Variação positiva de R\$ 32 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa);
- (v) Variação positiva de R\$ 6 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**.

Nos 9M22, o resultado financeiro registrou uma **despesa financeira líquida** de R\$ 913 milhões, aumento de 291,7% (R\$ 680 milhões) se comparada aos 9M21. Os itens que explicam essa variação são:

- (i) Aumento de 135,6% (R\$ 869 milhões) nas **despesas com a dívida líquida**, decorrente principalmente do aumento no indexador CDI e maior saldo de dívida;
- (ii) Redução de 13,8% (R\$ 59 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**, devido à substituição do IGP-M pelo IPCA;
- (iii) Variação negativa de R\$ 27 milhões nas **demais receitas e despesas financeiras**;

Parcialmente compensados pela:

- (vi) Variação positiva de R\$ 250 milhões na **atualização de ativos/passivos financeiros setoriais**;

(vii) Variação positiva de R\$ 26 milhões na **marcação a mercado** (efeito não caixa).

## Lucro Líquido

O **lucro líquido** totalizou R\$ 621 milhões no 3T22, uma redução de 22,1% (R\$ 176 milhões). Esse resultado reflete a variação negativa na atualização do ativo financeiro da concessão e a piora no resultado financeiro, devido às maiores despesas com dívida líquida.

Nos 9M22, o **lucro líquido** totalizou R\$ 2.256 milhões, um aumento de 9,6% (R\$ 198 milhões). Esse resultado reflete o aumento do EBITDA, favorecido pelos reajustes tarifários, parcialmente compensado pela piora no resultado financeiro, devido às maiores despesas com dívida líquida.

### 6.1.2) Eventos Tarifários

#### Datas de referência

Revisões Tarifárias					
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo	Data dos Processos Tarifários	Vencimento das Concessões
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2023	6º CRTP	23 de outubro	23 de outubro de 2028
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2026	6º CRTP	22 de março	07 de julho de 2045
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2023	5º CRTP	8 de abril	20 de novembro de 2027
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2023	5º CRTP	19 de junho	06 de novembro de 2027

#### Reajustes Tarifários Anuais e Revisões Tarifárias Extraordinárias em 2021 e 2022

Reajustes tarifários anuais (RTAs)				
Reajustes tarifários anuais (RTAs)	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.017	3.018	3.045	3.128
<b>Reajuste</b>	<b>7,82%</b>	<b>12,77%</b>	<b>8,72%</b>	<b>21,07%</b>
Parcela A	5,44%	7,27%	4,07%	14,47%
Parcela B	2,69%	4,27%	3,53%	2,03%
Componentes Financeiros	-0,31%	1,23%	1,12%	4,57%
<b>Efeito para o consumidor<sup>1</sup></b>	<b>8,83%</b>	<b>14,97%</b>	<b>10,98%</b>	<b>14,72%</b>
Data de entrada em vigor	22/03/2022	08/04/2022	22/06/2022	23/10/2022

<b>Revisões Tarifárias Extraordinárias</b>		
<b>Revisões Tarifárias Extraordinárias</b>	<b>CPFL Santa Cruz</b>	<b>CPFL Paulista</b>
Resolução Homologatória	3.059	3.058
Componentes Financeiros	-2,32%	-2,44%
<b>Efeito para o consumidor<sup>1</sup></b>	<b>6,51%</b>	<b>12,53%</b>
Data de entrada em vigor	12/07/2022	12/07/2022

Nota (1): o efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário.



## 6.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

### Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Segmento de Comercialização (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var %	9M22	9M21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	758	738	2,6%	2.013	2.071	-2,8%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>637</b>	<b>652</b>	<b>-2,3%</b>	<b>1.720</b>	<b>1.866</b>	<b>-7,8%</b>
Custo com Energia Elétrica	(651)	(709)	-8,2%	(1.764)	(1.847)	-4,5%
Custos e Despesas Operacionais	(15)	(20)	-24,3%	(44)	(46)	-4,3%
Resultado do Serviço	(28)	(77)	-63,2%	(88)	(27)	227,4%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>(27)</b>	<b>(75)</b>	<b>-64,2%</b>	<b>(85)</b>	<b>(24)</b>	<b>253,9%</b>
Resultado Financeiro	(35)	0	-	(138)	63	-
Lucro Antes da Tributação	(63)	(77)	-18,0%	(226)	37	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(64)</b>	<b>(54)</b>	<b>18,3%</b>	<b>(210)</b>	<b>20</b>	<b>-</b>

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

**Item extraordinário:** no 2T21, foram reconhecidos R\$ 45 milhões nas deduções da Receita Bruta e R\$ 40 milhões a título de atualização monetária no resultado financeiro, relativos ao processo judicial movido pela CPFL Brasil para exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, em alinhamento com a auditoria externa.

DRE Consolidado - Segmento de Serviços (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var %	9M22	9M21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	309	235	31,6%	850	676	25,7%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>285</b>	<b>217</b>	<b>31,2%</b>	<b>783</b>	<b>621</b>	<b>26,1%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(244)	(175)	39,5%	(649)	(500)	29,7%
Resultado do Serviço	41	42	-3,2%	135	121	11,1%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>50</b>	<b>51</b>	<b>-1,4%</b>	<b>162</b>	<b>145</b>	<b>11,5%</b>
Resultado Financeiro	1	2	-14,3%	3	2	15,9%
Lucro Antes da Tributação	42	44	-3,6%	137	123	11,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>-2,3%</b>	<b>103</b>	<b>92</b>	<b>11,9%</b>

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

### 6.3) Segmento de Geração



**Desde o release do 4T21, o resultado do segmento de Geração deixou de considerar as transmissoras do grupo, que passaram a ser consolidadas no segmento de Transmissão (Capítulo 6.4).**

DRE Consolidado - Segmento de Geração (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	1.313	1.308	0,4%	3.152	3.058	3,1%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.221</b>	<b>1.217</b>	<b>0,4%</b>	<b>2.921</b>	<b>2.839</b>	<b>2,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(139)	(86)	61,1%	(393)	(309)	27,1%
Custos e Despesas Operacionais	(331)	(299)	10,8%	(955)	(883)	8,2%
Resultado do Serviço	752	832	-9,7%	1.573	1.648	-4,5%
Equivalência Patrimonial	143	206	-30,7%	384	388	-1,1%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1.080</b>	<b>1.215</b>	<b>-11,2%</b>	<b>2.509</b>	<b>2.566</b>	<b>-2,2%</b>
Resultado Financeiro	(169)	(59)	186,3%	(454)	(168)	170,3%
Lucro Antes da Tributação	725	979	-25,9%	1.503	1.867	-19,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>618</b>	<b>835</b>	<b>-26,0%</b>	<b>1.277</b>	<b>1.561</b>	<b>-18,2%</b>

Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

#### Receita Operacional

No 3T22, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.313 milhões, um aumento de 0,4% (R\$ 5 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.221 milhões, registrando um aumento de 0,4% (R\$ 4 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- (i) Aumento de R\$ 12 milhões em **Outras Receitas**;  
Parcialmente compensado por:
  - (ii) Redução de 0,3% (R\$ 4 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;
  - (iii) Redução de R\$ 3 milhões em **Fornecimento de Energia**;
  - (iv) Aumento de 1,1% (R\$ 1 milhão) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS).

Nos 9M22, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 3.152 milhões, um aumento de 3,1% (R\$ 94 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 2.921 milhões, registrando um aumento de 2,9% (R\$ 82 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- (i) Aumento de 2,9% (R\$ 86 milhões) no **Suprimento de Energia Elétrica**;
- (ii) Aumento de R\$ 17 milhões em **Outras Receitas**;  
Parcialmente compensados por:
  - (iii) Aumento de 5,5% (R\$ 12 milhões) em **Deduções da Receita Operacional**, principalmente em impostos (PIS/COFINS);
  - (iv) Redução de R\$ 9 milhões em **Fornecimento de Energia**.

## Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica Consolidado - R\$ milhões						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Energia de curto prazo	18	129	-86,3%	48	209	-76,9%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	82	103	-20,2%	234	180	30,0%
Solução para o GSF / ACR e ACL	-	(175)	-100,0%	-	(175)	-100,0%
Crédito de PIS e COFINS	(6)	(8)	-30,1%	(18)	(15)	19,6%
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>94</b>	<b>49</b>	<b>91,2%</b>	<b>265</b>	<b>200</b>	<b>32,4%</b>
Encargos da Rede Básica	32	30	7,4%	94	84	11,4%
Encargos de Conexão	4	3	21,2%	10	9	11,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	8	20,2%	29	23	23,6%
ESS/EER	0	(3)	-100,3%	0	(3)	-104,9%
Crédito de PIS e COFINS	(2)	(1)	14,6%	(5)	(4)	13,1%
<b>Encargos de Uso do Sistema de Distribuição</b>	<b>45</b>	<b>37</b>	<b>21,0%</b>	<b>128</b>	<b>109</b>	<b>17,5%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>139</b>	<b>86</b>	<b>61,1%</b>	<b>393</b>	<b>309</b>	<b>27,1%</b>

No 3T22, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 139 milhões, o que representa um aumento de 61,1% (R\$ 53 milhões) comparado ao 3T21, devido a:

- (i) Redução de R\$ 175 milhões pela contabilização no 3T21 da **solução para o GSF do mercado regulado e livre** da Ceran (R\$ 49 milhões) e PCHs da CPFL Renováveis (R\$ 126 milhões);
- (ii) Aumento de 20,7% (R\$ 8 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;
- (iii) Redução de 23,5% (R\$ 2 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS**;  
Estes efeitos foram parcialmente compensados por:
- (iv) Redução de 86,3% (R\$ 111 milhões) no custo com **energia de curto prazo**, devido principalmente à redução no preço médio de compra (-88,3%);
- (v) Redução de 20,2% (R\$ 21 milhões) no custo com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido à redução na quantidade física (-25,4%).

Nos 9M22, o Custo com Energia Elétrica atingiu R\$ 393 milhões, o que representa um aumento de 27,1% (R\$ 84 milhões) comparado aos 9M21, devido a:

- (i) Redução de R\$ 175 milhões pela contabilização no 3T21 da **solução para o GSF do mercado regulado e livre** da Ceran (R\$ 49 milhões) e PCHs da CPFL Renováveis (R\$ 126 milhões);
- (ii) Aumento de 30,0% (R\$ 54 milhões) no custo com energia adquirida em **contratos bilaterais, ACR e ACL**, devido ao aumento na quantidade física (+14,8%) e no preço médio (+13,3%);
- (iii) Aumento de 17,3% (R\$ 20 milhões) nos **Encargos de Uso do Sistema de Distribuição**;  
Estes efeitos foram parcialmente compensados por:
- (iv) Redução de 76,9% (R\$ 161 milhões) no custo com **energia de curto prazo**, devido principalmente à redução no preço médio de compra (-80,5%);
- (v) Aumento de 18,2% (R\$ 3 milhões) em **Créditos de PIS e COFINS**.

Quantidade física (GWh)	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Energia de curto prazo	427	365	17,1%	1.366	1.154	18,4%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	1.181	1.583	-25,4%	3.261	2.840	14,8%
<b>Total</b>	<b>1.608</b>	<b>1.948</b>	<b>-17,4%</b>	<b>4.627</b>	<b>3.994</b>	<b>15,8%</b>

Preço médio (R\$/MWh)	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Energia de curto prazo	41,51	354,02	-88,3%	35,36	181,31	-80,5%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	69,49	64,99	6,9%	71,85	63,44	13,3%
<b>Total</b>	<b>62,06</b>	<b>119,10</b>	<b>-47,9%</b>	<b>61,08</b>	<b>97,50</b>	<b>-37,4%</b>

## PMSO

PMSO Consolidado						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Pessoal	44	39	14,7%	123	103	19,3%
Material	8	9	-18,0%	27	20	34,8%
Serviços de Terceiros	60	55	8,8%	164	161	2,4%
Outros	33	17	88,9%	85	65	31,4%
<i>Baixa de Ativos</i>	0	1	-63,0%	(0)	2	-
<i>Prêmio do Risco do GSF</i>	6	6	10,1%	19	17	10,3%
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	1	1	28,2%	2	3	-24,8%
<i>Outros</i>	25	10	144,6%	65	43	50,5%
<b>PMSO</b>	<b>145</b>	<b>121</b>	<b>20,1%</b>	<b>400</b>	<b>349</b>	<b>14,7%</b>

No 3T22, o PMSO atingiu R\$ 145 milhões, um aumento de 20,1% (R\$ 24 milhões) em relação ao 3T21. A alta é explicada principalmente por:

- (i) Aumento de 88,9% (R\$ 15 milhões) nos **Outros Custos e Despesas Operacionais**, com destaque para arrendamentos e aluguéis (R\$ 4 milhões) e seguros (R\$ 1 milhão), entre outros;
- (ii) Aumento de 14,7% (R\$ 6 milhões) em despesas com **Pessoal** devido principalmente aos reajustes salariais previstos no acordo coletivo com base na inflação e também pelo aumento no quadro de colaboradores (+7,9%);
- (iii) Aumento em de 5,0% (R\$ 3 milhões) em **Material e Serviços de Terceiros**, com destaque para manutenção de edificações (R\$ 1 milhão) e vigilância e segurança patrimonial (R\$ 1 milhão).

Nos 9M22, o PMSO atingiu R\$ 400 milhões, um aumento de 14,7% (R\$ 51 milhões), explicado principalmente por:

- (i) Alta de 19,3% (R\$ 20 milhões) em **Pessoal**, em função do acordo coletivo e do maior número de colaboradores;
- (ii) Aumento de 12,7% (R\$ 31 milhões) em **Material, Serviços de Terceiros e Outros**, impulsionados por arrendamentos e aluguéis (R\$ 10 milhões), pela intensificação de atividades de manutenção dos ativos (R\$ 9 milhões) e seguros (R\$ 3 milhões), entre outros.

## Demais custos e despesas operacionais

Demais custos/despesas operacionais						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Entidade de Previdência Privada	1	1	-15,1%	3	3	-2,6%
Depreciação e Amortização	143	135	6,0%	426	405	5,3%
Amortização do Intangível da Concessão	42	42	0,2%	126	126	-0,2%
<b>Total</b>	<b>186</b>	<b>178</b>	<b>4,5%</b>	<b>555</b>	<b>534</b>	<b>4,0%</b>

## Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
<b>Projetos</b>						
UHE Barra Grande	(0)	2	-	(2)	(3)	-47,5%
UHE Campos Novos	62	66	-4,9%	170	152	12,3%
UHE Foz do Chapecó	63	116	-46,2%	154	188	-18,1%
UTE Epasa	18	22	-17,0%	61	51	18,9%
<b>Total</b>	<b>143</b>	<b>206</b>	<b>-30,7%</b>	<b>384</b>	<b>388</b>	<b>-1,1%</b>

Notas:

(1) A divulgação da participação em controladas é realizada de acordo com a IFRS 12 e CPC 45;

(2) A DRE completa dos projetos pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

Abaixo as principais variações de cada projeto:

### Barra Grande:

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
<b>BARRA GRANDE</b>	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receita Líquida	23	37	-36,9%	65	73	-11,7%
Custos/Desp. Operacionais	(16)	(23)	-28,3%	(40)	(47)	-15,4%
Depreciação e Amortização	(4)	(3)	13,0%	(11)	(9)	12,9%
Resultado Financeiro	(4)	(7)	-46,8%	(17)	(23)	-26,6%
IR/CS	0	(1)	-	1	3	-65,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(0)</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>-47,5%</b>

No 3T22, a receita líquida apresentou uma redução de 36,9% (R\$ 13 milhões) no período, devido principalmente à redução na tarifa, enquanto os custos e despesas operacionais tiveram uma redução de 28,3% (R\$ 6 milhões), devido principalmente à redução na quantidade e no preço de energia comprada. A despesa financeira líquida apresentou uma redução de 46,8% (R\$ 3 milhões) no período, devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI, e redução nas despesas com UBP, indexadas por IGP-M.

Nos 9M22, a receita líquida apresentou uma redução de 11,7% (R\$ 9 milhões), enquanto os custos e despesas operacionais apresentaram uma redução de 15,4% (R\$ 7 milhões) no período. A despesa financeira líquida teve redução de 26,6% (R\$ 6 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI e redução nas despesas com UBP.

**Campos Novos:**

CAMPOS NOVOS	Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)					
	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receita Líquida	135	118	15,1%	371	310	19,9%
Custos/Desp. Operacionais	(34)	(7)	373,8%	(90)	(54)	65,1%
Depreciação e Amortização	(7)	(9)	-22,0%	(20)	(21)	-2,4%
Resultado Financeiro	1	(2)	-	(2)	(5)	-58,6%
IR/CS	(32)	(34)	-5,8%	(88)	(78)	12,9%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>62</b>	<b>66</b>	<b>-4,9%</b>	<b>170</b>	<b>152</b>	<b>12,3%</b>

No 3T22, a receita líquida apresentou um aumento de 15,1% (R\$ 18 milhões), principalmente em função do reajuste de contratos, por IGP-M e dólar, que ocorre principalmente nos meses de abril e outubro. Os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento de R\$ 27 milhões no período, devido à contabilização da solução do GSF (R\$ 28 milhões) no 3T21. A despesa financeira líquida teve redução de R\$ 2 milhões.

Nos 9M22, a receita líquida apresentou um aumento de 19,9% (R\$ 62 milhões), principalmente em função do reajuste de contratos, enquanto os custos e despesas apresentaram aumento de 65,1% (R\$ 35 milhões), devido à contabilização da solução do GSF no 3T21. A despesa financeira líquida teve redução de 58,6% (R\$ 3 milhões), em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI.

**Foz do Chapecó:**

FOZ DO CHAPECÓ	Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)					
	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receita Líquida	157	144	9,3%	446	399	12,0%
Custos/Desp. Operacionais	(31)	67	-	(95)	13	-
Depreciação e Amortização	(13)	(15)	-12,2%	(41)	(42)	-2,2%
Resultado Financeiro	(15)	(20)	-25,5%	(72)	(86)	-16,0%
IR/CS	(31)	(59)	-46,9%	(78)	(96)	-18,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>63</b>	<b>116</b>	<b>-46,2%</b>	<b>154</b>	<b>188</b>	<b>-18,1%</b>

No 3T22, a receita líquida apresentou um aumento de 9,3% (R\$ 13 milhões), principalmente em função do aumento do preço de energia suprida. Os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento de R\$ 98 milhões no período, devido à contabilização da solução do GSF (R\$ 63 milhões) no 3T21. Na despesa financeira líquida, houve redução de 25,5% (R\$ 5 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI, parcialmente compensado pelo aumento nos encargos de dívidas.

Nos 9M22, a receita líquida apresentou um aumento de 12,0% (R\$ 48 milhões), principalmente em função de reajustes contratuais, em sua maior parte por IGP-M, e aumento na quantidade de energia suprida. Os custos e despesas operacionais apresentaram aumento de R\$ 108 milhões devido à contabilização da solução do GSF. Na despesa financeira líquida, houve redução de 16,0% (R\$ 14 milhões), devido principalmente à renda de aplicações financeiras, em função do maior saldo de caixa e da alta do CDI, parcialmente compensado pelo aumento nos encargos de dívidas.

**Epasa:**

EPASA	Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)					
	3T22	3T21	Var. %	9M22	9M21	Var. %
Receita Líquida	47	281	-83,3%	126	488	-74,3%
Custos/Desp. Operacionais	(17)	(246)	-93,0%	(30)	(391)	-92,3%
Depreciação e Amortização	(12)	(12)	2,5%	(37)	(36)	0,9%
Resultado Financeiro	4	(0)	-	11	(1)	-
IR/CS	(3)	0	-	(10)	(8)	25,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>-17,0%</b>	<b>61</b>	<b>51</b>	<b>18,9%</b>

No 3T22, a receita líquida apresentou uma redução de R\$ 234 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram redução de R\$ 229 milhões, em função do menor volume de geração. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 4 milhões, devido ao maior saldo de caixa e alta do CDI.

Nos 9M22, a receita líquida apresentou uma redução de R\$ 362 milhões e os custos e despesas operacionais tiveram redução de R\$ 361 milhões, em função do menor volume de geração. Houve uma receita financeira líquida de R\$ 11 milhões, comparada a uma despesa líquida de R\$ 1 milhão nos 9M21, devido ao maior saldo de caixa e alta do CDI, além da menor despesa com dívida.

**EBITDA**

No 3T22, o **EBITDA** foi de R\$ 1.080 milhões, uma redução de 11,2% (R\$ 136 milhões), devido principalmente à solução do GSF dos mercados regulado e livre no 3T21 e a pior geração eólica, parcialmente compensada pelos reajustes contratuais.

Nos 9M22, o **EBITDA** foi de R\$ 2.509 milhões, uma redução de 2,2% (R\$ 57 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos mesmos fatores que impactaram o trimestre.

	Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)					
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>618</b>	<b>835</b>	<b>-26,0%</b>	<b>1.277</b>	<b>1.561</b>	<b>-18,2%</b>
Depreciação e Amortização	185	177	4,6%	553	531	4,0%
Resultado Financeiro	169	59	186,3%	454	168	170,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	108	144	-25,3%	226	306	-26,1%
<b>EBITDA</b>	<b>1.080</b>	<b>1.215</b>	<b>-11,2%</b>	<b>2.509</b>	<b>2.566</b>	<b>-2,2%</b>

**Resultado Financeiro**

	Resultado Financeiro (R\$ Milhões)					
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Receitas	50	37	37,2%	120	97	23,7%
Despesas	(219)	(96)	129,3%	(574)	(265)	116,4%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(169)</b>	<b>(59)</b>	<b>186,3%</b>	<b>(454)</b>	<b>(168)</b>	<b>170,3%</b>

No 3T22, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 169 milhões, um aumento de 186,3% (R\$ 110 milhões), devido principalmente às maiores despesas com a



dívida líquida (R\$ 82 milhões), menor receita de liquidação na CCEE (R\$ 13 milhões), devido ao menor PLD, e outras despesas financeiras (R\$ 15 milhões).

Nos 9M22, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 454 milhões, um aumento de 170,3% (R\$ 286 milhões), devido principalmente às maiores despesas com a dívida líquida (R\$ 247 milhões), menor receita de liquidação na CCEE (R\$ 27 milhões) e outras despesas financeiras (R\$ 12 milhões).

### Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 108 milhões, uma redução de 25,3% (R\$ 36 milhões), explicado principalmente pelo pior desempenho do segmento no período. A alíquota efetiva foi de 14,8%, comparada a 14,7% no 3T21.

Nos 9M22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 226 milhões, redução de 26,1% (R\$ 80 milhões), com uma alíquota efetiva de 15,0%, comparada a 16,4% nos 9M21, principalmente por conta do melhor desempenho dos projetos contabilizados por equivalência no período.

### Lucro Líquido

No 3T22, o **lucro líquido** foi de R\$ 618 milhões, uma redução de 26,0% (R\$ 217 milhões), reflexo da redução do EBITDA e da perda registrada no resultado financeiro, em função das maiores despesas com dívida líquida.

Nos 9M22, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.277 milhões, uma redução de 18,2% (R\$ 284 milhões), também em função do aumento do CDI.

## 6.4) Segmento de Transmissão

### Desempenho Econômico-Financeiro – IFRS (CPFL Transmissão + 5 projetos)

DRE Consolidado - Segmento de Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	651	4	-	1.680	109	-
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>582</b>	<b>16</b>	-	<b>1.473</b>	<b>112</b>	-
Custos e Despesas Operacionais	(238)	(139)	71,0%	(816)	(208)	291,4%
Resultado do Serviço	344	(123)	-	658	(96)	-
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>374</b>	<b>(123)</b>	-	<b>714</b>	<b>(96)</b>	-
Resultado Financeiro	(25)	(0)	-	(19)	(0)	-
Lucro Antes da Tributação	319	(123)	-	640	(96)	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>231</b>	<b>(126)</b>	-	<b>515</b>	<b>(104)</b>	-

Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização;

(2) A DRE completa pode ser consultada na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#);

(3) A partir do 1T22, o segmento de Transmissão passou a incluir a CPFL Cone Sul, holding da CPFL Transmissão.

#### 6.4.1) CPFL Transmissão

##### 6.4.1.1) Temas Regulatórios

#### Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

O Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 055/2001-ANEEL, celebrado entre a União e a Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T (CPFL Transmissão), foi prorrogado nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, definindo em sua cláusula oitava as regras de revisão suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

O contrato estabeleceu que a transmissora recebesse pela prestação do serviço, a Receita Anual Permitida ("RAP") reajustada anualmente e revisada a cada 5 (cinco) anos, a partir de 1º de julho de 2013, conforme regulamentação. Assim, a primeira Revisão Tarifária Periódica ("RTP") foi prevista para 1º de julho de 2018.

Entretanto, a metodologia a ser aplicada nesta RTP resultou de um longo processo iniciado em agosto de 2017, que passou por 3 etapas da Audiência Pública nº 041/2017, sendo finalizada somente em 2020, mediante a publicação da versão 4.0 do Submódulo 9.1, dos Procedimentos de Regulação Tarifária ("PRORET"), o qual foi aprovado pela Resolução Normativa ("REN") nº 880, de 7 de abril de 2020.

Nesse sentido, em 30 de junho de 2020, foi publicada a Resolução Homologatória ("REH") nº 2.709, que homologou o resultado provisório da RTP da RAP do Contrato de Concessão nº 055/2001-ANEEL, com vigência a partir de 1º de julho de 2018. O resultado foi provisório uma vez que a Base de Remuneração Regulatória ("BRR") encontrava-se em caráter preliminar, sem a consolidação da fiscalização conduzida pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF). Dessa forma, ficou consignado que os valores definitivos seriam processados após a conclusão das atividades de fiscalização da BRR e que os ajustes necessários e consequentes efeitos financeiros seriam considerados em reajuste tarifário subsequente, ocorrido com a REH nº 2.725/2020. O índice de reposicionamento provisório da RAP revisada (ativos que entraram em operação até 31 de janeiro de 2018) em 2020 foi

**7,17%.**

Devido à interposição de Recurso Administrativo em face da REH nº 2.709/2020, a Diretoria Colegiada da ANEEL publicou, em 22 de abril de 2021, a REH nº 2.845, alterando o resultado provisório homologado em 2020. Com os ajustes realizados, o índice de reposicionamento provisório em 2021 passou a **7,53%**.

Posteriormente, com a finalização do processo de fiscalização da BRR, bem como da análise recursal aprovada pela REH nº 2.845/2021, em 13 de outubro de 2021, a ANEEL homologou o resultado definitivo da RTP de 2018 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001, sob responsabilidade da Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T, através da publicação da REH nº 2.960/2021, que apresentou o índice de reposicionamento definitivo de **3,11%**.

Entretanto, foi identificada a necessidade de realização de novos ajustes nas planilhas de cálculos da referida REH, mediante a formalização de recurso administrativo. Os efeitos financeiros (ajustes nos valores recebidos a maior em detrimento ao resultado provisório) decorrentes desta alteração passam a ser aplicados no reajuste da RAP do ciclo 2022-2023, a vigorar de 1º de julho de 2022 a 30 de junho de 2023, nos termos do Submódulo 9.3 do PRORET.

**Portaria MME 120/2016 – RBSE**

Com o intuito de regulamentar e operacionalizar o estabelecido na Lei nº 12.783/2013, referente ao pagamento dos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 (“RBSE”), o Ministério de Minas e Energia (“MME”) emitiu a Portaria nº 120, em 20 de abril de 2016. Em consonância com a referida Portaria, a ANEEL emitiu a REN nº 762, de 21 de fevereiro de 2017, definindo em seu Art. 2º que o custo de capital das concessionárias de transmissão de energia elétrica, seria composto por parcelas de remuneração e quota de reintegração regulatória.

Entretanto, em abril de 2017, alguns usuários do sistema de transmissão acabaram se insurgindo judicialmente contra o pagamento da parcela de remuneração de capital próprio (“ke”) devida às transmissoras, visando à suspensão dos efeitos sobre suas tarifas, obtendo decisões liminares favoráveis.

A partir de julho de 2017, a Companhia passou a receber as remunerações relativas aos ativos de transmissão de RBSE existentes em 31 de maio de 2000, referente ao Contrato de Concessão nº 055/2001, através da sua RAP. O pagamento do parâmetro (“ke”) não foi realizado até a reversão das decisões judiciais suspensivas, ocorridas no final de 2019. Com isso, no processo tarifário subsequente ao reconhecimento desse direito (julho de 2020), a ANEEL incluiu o pagamento desses valores suspensos (“ke”) às transmissoras nos processos de RTP de suas RAPs.

Na REH de reajuste do ciclo 2021/2022, a ANEEL procedeu com o recálculo do saldo devedor, constituído pelo custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio (“ke”) até a data do início do efetivo pagamento (1º de julho de 2020).

Concomitante ao ciclo 2021/2022, foi implantado pela ANEEL o “reperfilamento” do pagamento do Componente Financeiro da RBSE no prazo de 8 anos (ciclos de 2020/2021 a 2027/2028), assegurado o valor presente líquido da operação. E mantendo inalterados os Componentes Econômico e de O&M da RBSE.

Em maio de 2021 foram apresentados pedidos de reconsideração, sob a alegação de supostos erros materiais, em desfavor da Resolução Homologatória ANEEL, ciclo 2021/2022, que tratou do “reperfilamento”. Em junho de 2022, a Superintendência Técnica da ANEEL propôs Nota Técnica acerca dos pedidos de reconsideração. A partir de então, a CPFL e as demais

transmissoras afetadas, via ABRATE, tem atuado em conjunto demonstrando que a escolha metodológica adotada pela Agência em 2020 é correta. O assunto ainda depende de deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL.

### Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

A RAP é a remuneração que as transmissoras recebem pela prestação do serviço de transmissão de energia elétrica a partir da entrada em operação comercial das instalações, conforme previsto no contrato de concessão.

A RAP é dividida em Rede Básica de Novas Instalações ("RBNI"), Rede Básica Sistema Existente ("RBSE"), Rede Básica Licitada ("RBL") e Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão ("CCT"). A RBNI é referente às Novas Instalações da Transmissão, que entraram em operação a partir de janeiro de 2013. A RBSE diz respeito aos ativos não depreciados de maio de 2000 até o final de dezembro de 2012, definidos no Anexo da Resolução nº 166, de 31 de maio de 2000, convalidados pela Lei nº 12.783/13. Esses dois conjuntos de ativos geram a maior parcela da RAP. A RBL é a receita oriunda dos contratos licitados. A Receita de Conexão ao Sistema de Transmissão é a remuneração que a transmissora recebe dos usuários conectados às Demais Instalações de Transmissão ("DITs") pela prestação do serviço de transmissão. As DITs são compostas, por exemplo, por linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, não integrantes da Rede Básica. O crescimento da receita é devido à variação do IPCA e à entrada em operação de projetos de reforços e melhorias.

De acordo com a REH nº 3.067/2022, para o ciclo 2022/2023, a receita (RAP) somada à parcela de ajuste (PA) do Contrato de Concessão nº 055/2001, totaliza R\$ 917,2 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- (i) Correção monetária do ciclo 2021/2022 (IPCA), no total de R\$ 91,9 milhões;
- (ii) Reperfilamento do componente financeiro da PRT MME 120/2016, por 8 anos a contar do ciclo 2020/2021, que resultou em um impacto positivo de R\$ 50,2 milhões;
- (iii) Parcela de ajuste (PA) considerando os efeitos da retroatividade da Revisão Tarifária em 2018 (parcela 3 de 3), no valor de R\$ 70,5 milhões, impactada negativamente pela devolução da receita recebida antecipadamente e outros ajustes do ciclo 2021/2022, no montante de R\$ 87,6 milhões, o que totaliza uma PA negativa de R\$ 16,4 milhões;
- (iv) Ampliações de instalações, entrada em operação de novos reforços e melhorias durante o ciclo de 2021/2022 incrementaram R\$ 7,7 milhões.

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023							
REH 2959/2021 (*)	IPCA	Ampliações, Melhorias e Reforços	Desativações /Transferências	Reperfilamento RBSE	Parcela de Ajuste	Reposicionamento RTP	REH 3067/2022
763.074	91.911	7.692	(4.704)	50.218	(16.359)	25.283	917.117

(\*) Valores homologados não considerando a Parcela de Ajuste – PA.

O Contrato de concessão nº 080/2002 foi reajustado pelo IGP-M, com incremento de 10,7%, totalizando R\$ 22 milhões. A Parcela de Ajuste foi negativa na ordem de R\$ 0,7 milhão, referente a devolução da receita recebida antecipadamente.

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023							
REH 2959/2021 (*)	IGP-M	Ampliações, Melhorias e Reforços	Desativações / Transferências	Reperfilamento RBSE	Parcela de Ajuste	Reposicionamento RTP	REH 3067/2022
20.265	2.173	-	-	-	(705)	-	21.733

A receita da controlada TESB - Contrato de Concessão nº 001/2011 somada a Parcela de Ajuste para o ciclo 2022/2023 totaliza R\$ 24,1 milhões:

- (i) Reposicionamento da Receita após a Revisão Tarifária em R\$ 5,8 milhões, relativos aos ativos do ciclo 2021/2022;
- (ii) Parcela de Ajuste negativa na ordem de R\$ 3,9 milhões, devido a devolução de receita recebida antecipadamente e aos descontos previstos na REN 905/2020 para instalações classificadas como RBF ou DITC que entraram em operação comercial com pendência não impeditiva própria.

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023			
REH 2959/2021 (*)	Parcela de Ajuste	Reposicionamento RTP	REH 3067/2022
22.073	(3,915)	5.851	24.009

A receita regulatória total da Companhia, referente aos Contratos de Concessão nº 055/2001, 080/2002 e da controlada TESB 001/2011, líquida de PIS e COFINS, apresenta a seguinte composição:

Reajuste Tarifário Ciclo 2022/2023								
Contrato de Concessão	RBSE	RBNI	RBL	Parcela de Ajuste	RPC	RCDM	RMEL	Total 2022 (*)
055/2001	579.904	139.646	-	(16.359)	133.692	71.972	8.383	917.240
080/2002	-	-	22.437	(704)	-	-	-	21.733
001/2011	-	-	25.214	(3.915)	-	-	-	21.299
	<b>579.905</b>	<b>139.647</b>	<b>47.652</b>	<b>(20.979)</b>	<b>133.693</b>	<b>71.972</b>	<b>8.383</b>	<b>960.273</b>

Nota: (\*) Valores considerando as parcelas de ajuste - PA.

#### Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001-ANEEL - Supressão da SE Porto Alegre 4

Decorrente da celebração do Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 3/2021 entre a ANEEL e a MEZ 5 Energia, ocorrido em 31/03/2021 (lote 5 do Leilão nº 1/2020-ANEEL), foi assinado o Quarto Termo Aditivo do Contrato de Concessão nº 55/2001-ANEEL. Este termo aditivo visa o reequilíbrio econômico-financeiro em virtude da redução unilateral do contrato em razão da retirada da SE 230/13,8 kV Porto Alegre 4, que resultou na redução da receita na ordem de R\$ 13.114.858,05.

#### Contrato de Concessão nº 4/2021-ANEEL

Em 31 de março de 2021, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 4/2021-ANEEL, que regula a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção das instalações de transmissão na SE 230/138 kV Cachoeirinha 3, referente ao Lote 6 do Edital do Leilão nº 01/2020-ANEEL. A Companhia receberá pela prestação do serviço público de transmissão, a RAP no montante de R\$ 11.106.511,48 reajustados, a partir da

entrada em operação dos ativos, prevista para 2024.

### 6.4.1.2) Resultados Regulatórios

*Disclaimer:*



Esse capítulo contém os resultados regulatórios (Demonstrações Contábeis Regulatórias preparadas para a Aneel, agência reguladora do setor elétrico) e faz uma análise do desempenho da CPFL Transmissão independente de sua data de aquisição pelo grupo CPFL Energia. **Esse conteúdo, portanto, tem apenas fins de análise do desempenho regulatório/gerencial, seguindo as práticas do mercado para negócios de transmissão, não servindo como reporte oficial da Companhia para a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que segue estrita e rigidamente os padrões contábeis internacionais do IFRS.**

A CPFL Transmissão foi adquirida e teve seus saldos incorporados ao balanço consolidado da CPFL Energia a partir de 01/10/2021. As comparações a seguir são apenas ilustrativas para efeitos de análise do seu desempenho no 3T22 x 3T21 e 9M22 x 9M21. **Os valores não foram auditados e ainda estão sujeitos a alterações.**

DRE Regulatório - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	308	298	3,4%	884	950	-6,9%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>247</b>	<b>238</b>	<b>3,9%</b>	<b>698</b>	<b>759</b>	<b>-8,0%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(108)	(152)	-29,2%	(404)	(329)	22,7%
Equivalência Patrimonial	1	9	-91,0%	2	44	-95,9%
<b>EBITDA</b>	<b>167</b>	<b>123</b>	<b>36,2%</b>	<b>378</b>	<b>561</b>	<b>-32,7%</b>
Resultado Financeiro	(19)	(49)	-61,6%	21	(39)	-152,5%
<b>Lucro Antes da Tributação</b>	<b>121</b>	<b>46</b>	<b>165,2%</b>	<b>316</b>	<b>434</b>	<b>-27,1%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>74</b>	<b>20</b>	<b>278,4%</b>	<b>282</b>	<b>188</b>	<b>49,8%</b>

### Receita Operacional

Receita Operacional - CPFL Transmissão (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Receita de Uso da Rede Elétrica</b>						
Contrato de Concessão 055/2001	296,0	292,1	1,3%	637	929	-8,1%
Contrato de Concessão 080/2002	5,4	4,8	12,2%	7	12	25,0%
Contrato de Concessão 004/2021	-	-	0,0%	-	-	0,0%
TESB	6,2	0,3	1780,4%	9	9	70,2%
<b>Encargos Regulatórios</b>	<b>(34)</b>	<b>(32)</b>	<b>5,3%</b>		<b>(105)</b>	<b>2,6%</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>308</b>	<b>298</b>	<b>3,1%</b>	<b>653</b>	<b>950</b>	<b>-6,9%</b>
<b>Deduções da Receita</b>	<b>(61)</b>	<b>(60)</b>	<b>1,4%</b>		<b>(192)</b>	<b>-2,6%</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>247</b>	<b>238</b>	<b>4,0%</b>	<b>653</b>	<b>759</b>	<b>-8,0%</b>

No 3T22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 308 milhões, um acréscimo de 3,1% (R\$ 9 milhões), explicado principalmente pelos efeitos do reajuste tarifário do ciclo 2022/2023 dos



contratos de concessão 055 e 080, parcialmente compensado por um evento não recorrente ocorrido no contrato 055, o recebimento de um valor excedente no 3T21 que foi devolvido no 4T21 (R\$ 13 milhões). Os encargos regulatórios que fazem parte da receita faturada, junto às subvenções tarifárias, cresceram 5,3% no trimestre. As deduções da receita atingiram R\$ 61 milhões no 3T22, aumento de 1,4% (R\$ 1 milhão) em relação ao 3T21, justificado pelo acréscimo dos encargos setoriais. As deduções da receita bruta referem-se aos impostos (PIS/COFINS) e encargos regulatórios (CDE, PROINFA, P&D e Taxa de Fiscalização) que são repassados na tarifa.

Nos 9M22, a receita operacional bruta atingiu R\$ 884 milhões, uma redução de 6,9% (R\$ 45 milhões), explicada principalmente pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE. Ainda nos 9M22, observa-se incremento na Receita do Contrato de Concessão 080/2022 de 25,0% (R\$ 3 milhões), devido ao reajuste tarifário do último ciclo (IGP-M). Os encargos regulatórios cresceram 2,6% e as deduções da receita atingiram R\$ 187 milhões nos 9M22, redução de 2,6% (R\$ 5 milhões), devido à redução dos tributos PIS/COFINS, decorrente da menor na receita operacional.

## Custos e Despesas de O&M – PMSO e Depreciação/Amortização

PMSO e Depreciação/Amortização						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Pessoal	(26)	(59)	-55,9%	(166)	(171)	-3,1%
Material	(1)	(2)	-15,9%	(4)	(3)	11,9%
Serviços de Terceiros	(19)	(10)	89,8%	(50)	(48)	3,4%
Entidade de Previdência Privada	(14)	(24)	-41,7%	(48)	(79)	-39,2%
Outros	(20)	(30)	-32,2%	(54)	60	-190,1%
<b>PMSO</b>	<b>(81)</b>	<b>(125)</b>	<b>-35,2%</b>	<b>(322)</b>	<b>(241)</b>	<b>33,3%</b>
Depreciação e Amortização	(27)	(28)	-2,7%	(82)	(88)	-6,5%
<b>TOTAL</b>	<b>(108)</b>	<b>(152)</b>	<b>-29,2%</b>	<b>(404)</b>	<b>(329)</b>	<b>22,7%</b>

O PMSO foi de R\$ 81 milhões no 3T22, uma redução de 35,2% (R\$ 44 milhões) em relação ao 3T21, devido principalmente aos seguintes efeitos:

- (i) Redução nas despesas com pessoal, efeito de redução de *headcount* (R\$ 33 milhões);
- (ii) Redução de despesas com provisões de contingências judiciais cíveis e trabalhistas, decorrente de reavaliação da base processual (R\$ 26 milhões);
- (iii) Redução nas despesas com Entidade de Previdência Privada (R\$ 10 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento em Serviços de Terceiros, como manutenção de veículos, manutenção de Software/Hardware e compra de mercadorias (R\$ 10 milhões);
- (v) Aumento em despesas tributárias, relacionadas à regularização de IPTU (R\$ 8 milhões);
- (vi) Aumento em baixa de ativos (R\$ 7 milhões).

No 3T22, o item Depreciação e Amortização atingiu R\$ 27 milhões, uma redução de 2,7% (R\$ 1 milhão) em relação ao 3T21.

Nos 9M22, o PMSO foi de R\$ 322 milhões, apresentando acréscimo de 33,3% (R\$ 81 milhões), em função dos seguintes efeitos:



- (i) Contabilização do ganho na alienação de ativos (SPE FOTE) realizadas em junho de 2021 (R\$ 121 milhões) – efeito extraordinário;
  - (ii) Baixa de ativos relacionados à Subestação Porto Alegre 4 (PAL4) (R\$ 11 milhões);
  - (iii) Aumento em despesas tributárias, relacionadas à regularização de IPTU (R\$ 8 milhões)
  - (iv) Outras despesas (R\$ 8 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- (v) Impacto de redução com *headcount* e entidade de previdência privada (R\$ 36 milhões);
  - (vi) Redução de despesas com provisões de contingências judiciais cíveis e trabalhistas, decorrente de reavaliação da base processual (R\$ 31 milhões).

Nos 9M22, o item Depreciação e Amortização atingiu R\$ 82 milhões, uma redução de 6,5% (R\$ 6 milhões) em relação aos 9M21.

## Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Empreendimentos</b>						
TSLE	-	9	-100,0%	-	25	-100,0%
TPAE	0	0	8,9%	0	0	-53,4%
FOTE	-	-	-	-	16	-100,0%
ETAU	1	0	608,0%	2	2	-20,3%
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>-91,0%</b>	<b>2</b>	<b>44</b>	<b>-95,9%</b>

No 3T22, houve redução de 91,0% no resultado de equivalência patrimonial registrado na contabilidade regulatória, resultando em uma redução de R\$ 8 milhões, justificada essencialmente pelos resultados de TSLE.

Nos 9M22, foi verificada redução de 95,9% no resultado de equivalência patrimonial, também justificada essencialmente pelos resultados de FOTE e TSLE. Esses empreendimentos foram alienados no decorrer de 2021, fazendo parte do processo de privatização da Companhia.

## EBITDA

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>74</b>	<b>20</b>	<b>278,4%</b>	<b>282</b>	<b>188</b>	<b>49,8%</b>
Depreciação e Amortização	27	28	-2,7%	82	88	-6,5%
Resultado Financeiro	19	49	-61,5%	(21)	39	-
Imposto de Renda / Contribuição Social	47	26	79,7%	34	245	-86,3%
<b>EBITDA</b>	<b>167</b>	<b>123</b>	<b>36,2%</b>	<b>378</b>	<b>561</b>	<b>-32,7%</b>

No 3T22, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 167 milhões, um acréscimo de 36,2% (R\$ 45 milhões) comparado com R\$ 123 milhões registrados no 3T21, devido principalmente pela redução das despesas com PMSO.

Nos 9M22, o **EBITDA Regulatório** foi de R\$ 378 milhões, uma redução de 32,7% (R\$ 183 milhões) em contraste com R\$ 561 milhões registrados nos 9M21, devido principalmente ao reperfilamento da RBSE, que reduziu a receita dos contratos no ciclo 2021/2022.

## Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	3T22	3T21	Var.	9M22	9M21	Var.
Receitas	12	30	-61,0%	166	135	23,2%
Despesas	(31)	(79)	-61,3%	(145)	(173)	-16,0%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(19)</b>	<b>(49)</b>	<b>-61,5%</b>	<b>20</b>	<b>(38)</b>	<b>-</b>

No 3T22, o resultado financeiro foi uma **despesa financeira líquida** de R\$ 19 milhões, ante uma despesa de R\$ 49 milhões no 3T21, o que resultou em uma variação de R\$ 30 milhões, devido principalmente a:

(i) Variação cambial vinculada aos financiamentos contratados em moeda estrangeira (R\$ 50 milhões) no 3T21. Esses financiamentos foram totalmente quitados no 2T22;

(ii) Outros efeitos (R\$ 12 milhões);

Parcialmente compensada por:

(iii) Variação na despesa com dívida líquida (R\$ 32 milhões), principalmente em função da dívida emitida pela Companhia – debêntures indexadas ao CDI (R\$ 36 milhões);

Nos 9M22, o resultado financeiro foi uma **receita financeira líquida** de R\$ 20 milhões, ante uma despesa financeira líquida de R\$ 38 milhões nos 9M21, o que resultou em uma variação de R\$ 59 milhões, devido principalmente a:

(i) Redução da variação cambial vinculada aos financiamentos contratados em moeda estrangeira (R\$ 68 milhões)

(ii) Quitação dos financiamentos em moeda estrangeira – efeito não recorrente (R\$ 36 milhões);

Parcialmente compensada por:

(iii) Aumento na despesa com dívida líquida (R\$ 18 milhões), em função da nova dívida emitida pela Companhia (R\$ 44 milhões), parcialmente compensada pelo maior saldo de caixa (R\$ 25 milhões);

(iv) Atualização de contingências (R\$ 17 milhões);

(v) Outros efeitos (R\$ 10 milhões).

## Imposto de Renda e Contribuição Social

No 3T22, a rubrica de Imposto de Renda e Contribuição Social registrou um resultado negativo de R\$ 47 milhões, comparada a um resultado negativo de R\$ 26 milhões no 3T21, apresentando aumento de R\$ 21 milhões, justificada principalmente a tributos diferidos registrados no período e também por uma maior base tributária devido a um melhor resultado.

Nos 9M22, foi registrado um resultado negativo de R\$ 34 milhões, comparado a um resultado

negativo de R\$ 245 milhões, apresentando variação de R\$ 212 milhões, impactada pelo menor resultado do EBITDA em comparação com os 9M21, além dos efeitos tributários decorrentes da operação de pagamento do financiamento com AFD e BID.

### Lucro Líquido

No 3T22, o **lucro líquido** atingiu R\$ 74 milhões, aumento de 278,4% (R\$ 55 milhões), devido a um melhor resultado operacional e financeiro.

Nos 9M22, o **lucro líquido** foi de R\$ 282 milhões, aumento de 49,8% (R\$ 94 milhões), devido principalmente às questões tributárias citadas acima.

#### 6.4.1.3) Principais Diferenças - Regulatório x IFRS

**Receita:** No IFRS, as receitas relativas aos investimentos realizados ao longo da concessão são reconhecidas através do fluxo de caixa do ativo contratual, o qual é remunerado pela taxa estimada dos projetos. Na contabilidade regulatória, os investimentos são tratados como ativo imobilizado, sendo depreciados ao longo de sua vida útil, sendo a Receita contabilizada através do faturamento, no prazo da concessão, assemelhando-se à receita percebida no fluxo de caixa operacional.

**Custo de Construção:** No IFRS, os custos de implementação de infraestrutura que se referem aos valores de investimento realizados, considerando a mão de obra aplicada, são reconhecidos no resultado. Inexistente na contabilidade regulatória.

**Depreciação:** No IFRS, os ativos relativos à concessão são classificados como ativo contratual ou ativo financeiro. O ativo imobilizado do IFRS é composto por bens pertencentes à Companhia e não vinculados à concessão. Na contabilidade regulatória o ativo da concessão é considerado imobilizado, sofrendo depreciação ao longo da sua vida útil.

**Outras Despesas (Provisões):** No IFRS, o Ativo Contratual está mensurado a valor justo e devem ser reconhecidas no resultado as perdas referentes a valor não recuperável sobre os bens que o compõem. Essa perda é apurada através dos investimentos futuros vinculados a obrigações que, segundo fluxo de caixa descontado, não seriam recuperáveis ao longo da concessão, devido a atraso de obras que trazem como consequência a redução da RAP prevista. Na contabilidade regulatória, a regra de mensuração a valor justo não é aplicável.

**IR/CSLL:** Como consequência das diferenças temporárias entre as bases de cálculo societárias e regulatórias, são constituídos os respectivos tributos diferidos sobre tais montantes.

## 7) ANEXOS

As tabelas que constavam desse capítulo nas versões anteriores do Release de Resultados da CPFL Energia estão disponíveis em Excel, na Base Histórica de Informações da CPFL Energia, disponível no site de RI. Para acessá-la, [clique aqui](#).

Em caso de dúvidas, [Fale com o RI](#).